

2014

ENERGIESTUDIE



Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen



ENERGIESTUDIE 2014

Reserven, Ressourcen
und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen

Hannover, Dezember 2014

Energy goes directly or indirectly into any type of economic activity. It clearly matters, and the link to the economy is not a one way street. But few economists devote time to it. By taking energy matters out of this wider context, the discussion suffers and often does not reflect the attention this topic deserves.

Christof Rühl, 2014

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), Andreas Bahr, Hans Georg Babies,
Bernd Hesse, Jürgen Meßner, Dorothee Rebscher, Michael Schauer,
Sandro Schmidt, Peggy Schulz, Gabriela von Goerne
- Mitarbeit: Uwe Benitz, Jennifer Bremer
- Datenstand: 2013
- Quelleninformationen
- Titel: Geysir (BGR)
Erdölförderung im deutschen Emlichheim (Wintershall Holding GmbH)
Erdölmuttergestein, Ellesmere Island, kanadische Arktis (Harald Andruleit / BGR)
Tagebau Jänschwalde (Hartmut Rauhut / DEBRIV)
- Vorwort: Abbau Feldlager und Transport in der Arktis (Harald Andruleit / BGR)
- Zitierhinweis: BGR (2014): Energiestudie 2014. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit
von Energierohstoffen (18). – 131 S., Hannover

VORWORT

„Brauchen wir noch fossile Energierohstoffe?“ oder „Wozu beschäftigt sich die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) weiterhin mit der Analyse von weltweiten Energierohstoffvorräten?“ sind kritische Fragen, denen sich die BGR zunehmend stellen muss. Deutschland steht weiterhin fest im Zeichen der Energiewende und setzt auf die erneuerbaren Energien als zukünftige primäre Energieträger. Vielfach scheint dabei schon heute der Eindruck zu bestehen, als könnten Wind, Sonne, Wasserkraft und Geothermie die Energieversorgung des Industriestandorts Deutschland kurzfristig gewährleisten, und die Nutzung herkömmlicher fossiler Energierohstoffe sei überholt und überflüssig. Unstrittig ist hingegen beim Thema Energie nur die hohe gesellschaftliche Bedeutung bezüglich der zukünftigen Energieversorgung in und für Deutschland. Umso bedeutsamer ist ein verantwortungsvoller Umgang mit diesem Themenkomplex, den die BGR durch die Bereitstellung von Fachinformationen aus ihrer Kompetenz unterstützen möchte. So ist beispielsweise die Erdölförderung in Deutschland im internationalen Maßstab der Erdölproduzenten vernachlässigbar, trug aber dennoch im Jahr 2013 mehr zur heimischen Energieversorgung bei als die gesamte inländische Photovoltaik. Auch heute, über 10 Jahre nach Einleitung der Energiewende, tragen Erdöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle mit rund 80 % den mit Abstand größten Beitrag zur Deckung des deutschen Energieverbrauchs. Mögen die regenerativen Energien in der öffentlichen Wahrnehmung dominieren, so wird dessen ungeachtet Deutschland noch über Dekaden in einem Energiemix auch auf nicht-erneuerbare Energieträger angewiesen sein, um einen sicheren Übergang in ein kohlenstoffarmes Energiesystem zu erreichen. Informationen über die Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe sind daher weiterhin von grundlegender Bedeutung für die Sicherung der Energieversorgung und den Industriestandort Deutschland.



Mit der Energiestudie 2014 möchte die BGR in einer ausgewogenen Mischung aus Aktualität und Kontinuität über die Verfügbarkeit der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe informieren. Erstmals seit 2009 wird auch die Tiefe Geothermie als einziger erneuerbarer Energieträger im geologischen Bereich wieder mit betrachtet. Ein weltweit zunehmendes Interesse an Geothermieprojekten ist nicht zuletzt der Suche nach sicheren Alternativen zu fossilen Energiequellen geschuldet. Die Situation für Energierohstoffe in Deutschland wird in einem eigenen Kapitel und zusätzlichen Tabellen für alle hier behandelten Energieträger in breiterem Umfang als bislang dargestellt. Als diesjährige Sonderthemen greift die Studie das Abfackeln von Erdgas und die damit verbundenen Chancen und Herausforderungen insbesondere für Entwicklungsländer auf. Zudem wird in einem kurzen Statusbericht das Thema Gashydrat als Energierohstoff dargestellt.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Kurzfassung	9
2	Energierohstoffe im Überblick	14
	2.1 Globale Vorratssituation	15
	2.2 Energierohstoffe für Deutschland	18
	2.2.1 Primärenergieverbrauch und Energieversorgung	18
	2.2.2 Energierohstoffe im Einzelnen	21
3	Energierohstoffe in der globalen Energieversorgung	32
	3.1 Erdöl	32
	3.2 Erdgas	34
	3.3 Kohle	38
	3.4 Kernbrennstoffe	41
	3.5 Tiefe Geothermie	46
4	Zukünftige Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe	49
	4.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf	49
	4.2 Nutzen statt Abfackeln von Erdölbegleitgas – Chancen und Herausforderungen in Entwicklungsländern	50
	4.3 Energierohstoff Gashydrat – ein Statusbericht	54
5	Zusammenfassung und Ausblick	57
6	Literatur	59
	Anhang	
	Tabellen	
	Quellen	
	Glossar	
	Definitionen	
	Ländergruppen	
	Wirtschaftspolitische Gliederungen	
	Maßeinheiten	
	Umrechnungsfaktoren	

1 KURZFASSUNG

Der Energieverbrauch Deutschlands und der Welt wird derzeit und auch in absehbarer Zukunft primär durch fossile Energieträger gedeckt. Die Abhängigkeit der Energieversorgung von fossilen Energierohstoffen wird für absehbare Zeit fortbestehen. Zudem ist mit einem weiteren Anstieg der weltweiten Rohstoffnachfrage zu rechnen, insbesondere aufgrund des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum der Schwellenländer. Vor diesem Hintergrund ist ein steigender internationaler Wettbewerb um Energierohstoffe zu erwarten. Auch für Deutschland ergibt sich trotz des starken Anstiegs bei den Erneuerbaren eine wachsende Importabhängigkeit.

Inhalt der aktuellen Energiestudie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind Abschätzungen zum geologischen Inventar an Energierohstoffen mit belastbaren Aussagen zu Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Erdöl, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen sowie der Tiefen Geothermie. Dabei wird auch die Entwicklung der Rohstoffmärkte bezüglich Produktion, Export, Import und Verbrauch von fossilen Energierohstoffen betrachtet. Zusätzlich werden aktuelle und gesellschaftlich relevante Energie-Themen aufgegriffen. Die Studie dient der rohstoffwirtschaftlichen Beratung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der deutschen Wirtschaft. Grundlage der Datenbasis 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.

Insgesamt gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand aus geologischer Sicht noch umfangreiche fossile Energiemengen. So zeigen sich im weltweiten Vergleich von Reserven, Ressourcen und den bereits verbrauchten Energierohstoffen für alle Regionen der Erde noch große Potenziale (Abb. 1). Während in den Regionen Austral-Asien, GUS und Nordamerika die Potenziale kaum berührt erscheinen, ist selbst in Europa bislang 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 begrenzte Regionen konzentriert sind. Die für Erdöl und Erdgas so bedeutende Region des Nahen Ostens verfügt daher nur über ein vergleichsweise geringes Gesamtpotenzial.

Der größte Anteil an den globalen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um das 15-fache. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls, das die Sonderrolle dieses Energierohstoffs unterstreicht. Der Energieinhalt aller Reserven zusammengenommen entsprach 2013 insgesamt 37.646 EJ und liegt damit um knapp 6 % unter dem Vorjahreswert. Während die Reserven an Kohlenwasserstoffen trotz gestiegener Produktion leicht wuchsen, verringerten sich diese Vorräte bei Kohle und Kernbrennstoffen aufgrund von Neubewertungen. Gemessen am gewinnbaren Energieinhalt ist die Kohle insbesondere bei den Ressourcen, aber auch bei den Reserven, weiterhin der beherrschende Energierohstoff. Hingegen dominiert Erdöl weiterhin im Verbrauch und der Produktion und liegt auch bei den Reserven nach Kohle an zweiter Stelle aufgrund der im Vergleich zu Erdgas größeren nicht-konventionellen Anteile. In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie, inklusive der Erneuerbaren, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem. Aus geologischer Sicht können die bekannten Energierohstoffvorräte auch langfristig eine entspannte Versorgungssituation bei Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffen gewährleisten. Erdöl ist der einzige Energierohstoff bei dem sich eine Limitierung abzeichnet.

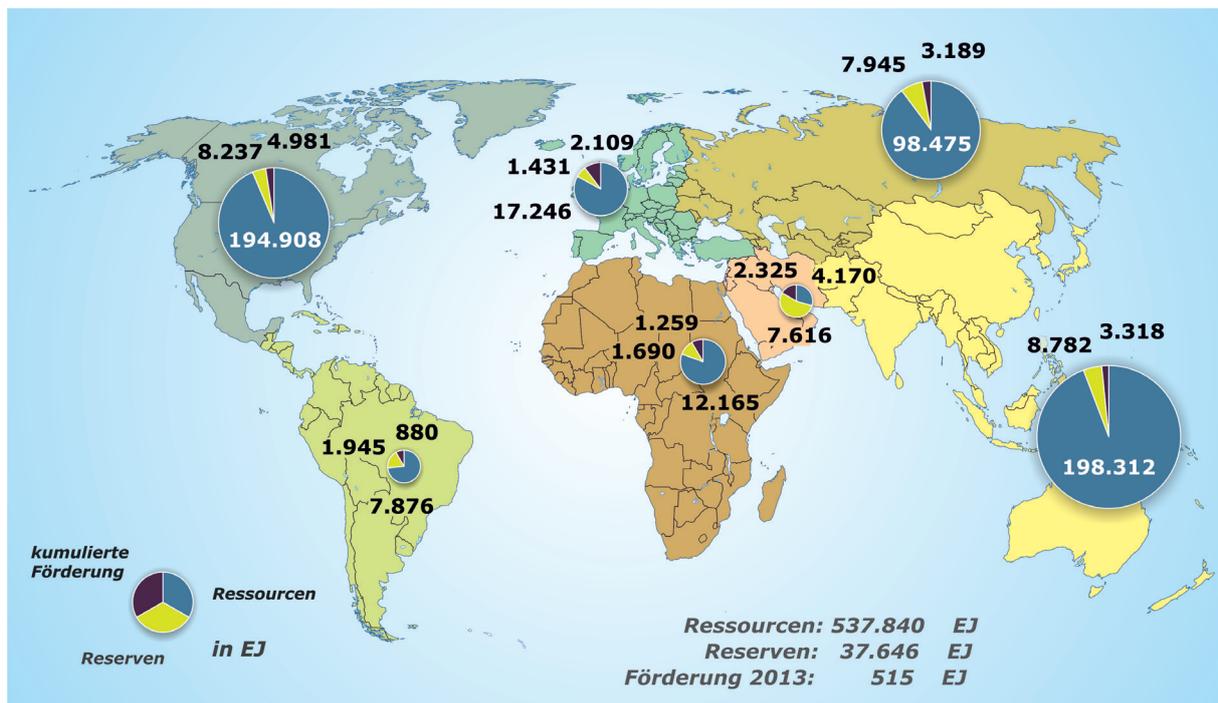


Abb. 1: Gesamtpotenzial der Energierohstoffe 2013: Regionale Verteilung (ohne Kohleressourcen der Antarktis sowie ohne Ressourcen von Ölschiefer, Aquifergas, Erdgas aus Gashydrat und Thorium, da nicht regional zuordenbar), (geschätzte kumulierte Förderung der Kohle ab 1950).

Kernaussagen zu Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffen und der Tiefen Geothermie:

Erdöl

- **Erdöl ist der weltweit wichtigste Energielieferant und wird das weiterhin bleiben.** Der Anteil an Erdöl am Welt-Primärenergieverbrauch liegt etwa bei einem Drittel.
- **In den nächsten Jahren kann aus geologischer Sicht bei einem moderaten Anstieg des Erdölverbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden.** Trotz gestiegener Förderung konnten die Reserven erneut geringfügig erhöht werden.
- **Die Entwicklung des Ölpreises ist nicht vorhersagbar.** Obwohl der Ölpreis kurz- und mittelfristig weniger von der geologischen Verfügbarkeit als von politisch-wirtschaftlichen Einflussfaktoren abhängig ist, haben weder die Ukraine-Krise noch die Unruhen im Nahen Osten den Ölpreis im Laufe des Berichtjahres sonderlich beeinflusst. Geringere Importmengen seitens der USA führten zu frei verfügbaren Mengen auf dem Weltmarkt.
- **Die Förderung von Erdöl aus nicht-konventionellen Quellen, insbesondere aus dichten Gesteinen in Nordamerika, hat mittlerweile globale Auswirkungen.** Die Förderentwicklung beim Erdöl aus dichten Gesteinen (Schieferöl/Tight Oil) in den USA und Kanada hat gezeigt, dass durch technologische Fortentwicklungen bei beständig hohen Ölpreisen in nur wenigen Jahren neue Potenziale erschlossen werden konnten.

- **Erdöl ist der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, bei dem in den kommenden Jahrzehnten eine steigende Nachfrage wahrscheinlich nicht mehr gedeckt werden kann.** Angesichts der langen Zeiträume, die für eine Umstellung auf dem Energiesektor erforderlich sind, ist die rechtzeitige Entwicklung alternativer Energiesysteme notwendig. Die Nutzung nicht-konventioneller Erdölvorkommen trägt signifikant zur weltweiten Erdölverfügbarkeit bei, führt aber aus geologischer Sicht langfristig nicht zu einem Paradigmenwechsel.
- **Deutschland hat seine Erdölversorgung mit über 30 Rohöllieferländern diversifiziert.** Angesichts einer rückläufigen heimischen Förderung ist Deutschland zu 98 % von Rohölimporten abhängig mit Russland als Hauptlieferant (knapp 35 % am deutschen Import).

Erdgas

- **Erdgas ist aus geologischer Sicht noch in sehr großen Mengen vorhanden.** Die globalen Erdgasreserven erhöhten sich gegenüber 2012 erneut. Auch bei einem absehbar steigenden Bedarf kann die Versorgung der Welt aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden.
- **Etwa 80 % der globalen Erdgasreserven befinden sich in den Ländern der OPEC und der GUS.** Über die Hälfte dieser Erdgasvorräte liegen in den drei Ländern Russland, Iran und Katar.
- **Die Erdgasförderung in Europa hat bereits im Jahr 2004 ihr Maximum überschritten.** Mit der sinkenden Förderung wächst die Abhängigkeit von Gasimporten aus der GUS, Afrika und dem Mittleren Osten. Europa ist aber mit seinem Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven angeschlossen.
- **Die USA planen, bereits Ende 2015 verflüssigtes Erdgas (LNG) aus der Schiefergasförderung zu exportieren.** Diese zusätzlichen Erdgas Mengen auf dem Weltmarkt können bestehende Marktstrukturen beeinflussen.
- **Die heimische Erdgasförderung in Deutschland ist rückläufig und trug 2013 nur noch knapp 12 % zum verbrauchten Erdgasvolumen bei.** Dennoch mindern Eigenförderung und Erdgasspeicher die Importabhängigkeit und erhöhen die Versorgungssicherheit.
- **Deutschlands Erdgasimporte sind leitungsgebunden und stammen fast gänzlich aus russischen, norwegischen und niederländischen Quellen.** Eine stärkere Diversifizierung der Erdgasbezugsquellen ist möglich, aber aufwändig und erst mittel- bis langfristig umsetzbar.

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 54 % 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.** Nach mehreren Jahren mit sehr hohen Zuwachsraten bei der Förderung und dem Verbrauch wies Kohle im Jahr 2013 nur einen vergleichsweise geringen Zuwachs auf.

- **Die Entwicklung der globalen und damit auch der europäischen Kohlepreise wird seit 2009 maßgeblich durch die steigenden Kohleimporte Asiens, insbesondere Chinas bestimmt**, die sich mittlerweile auf 72 % des globalen Kohlehandelsvolumens belaufen.
- **Auf dem Weltmarkt für Hartkohle herrscht weiterhin ein Überangebot.**
 - Bedingt durch die Inbetriebnahme von neuen, hochmodernen Kohlegruben sowie Produktionssteigerungen in vielen Kohleexportgruben ist eine baldige Änderung der Situation nicht zu erwarten.
 - In 2013 kam es zu weiteren Schließungen von Gruben mit hohen Produktionskosten, vorrangig in den USA, Australien und China. In der verbliebenen europäischen Kohleindustrie (v. a. Hartkohle) sind tiefgreifende Restrukturierungsprozesse geplant.
- **Die Weltmarktpreise für Kohle sanken erneut.** Aufgrund des Überangebotes sind Preiserhöhungen bei Kraftwerks- und Koks kohlen auch in naher Zukunft unwahrscheinlich.
- **Deutschland erhöhte auch 2013 seine Importe an Hartkohle (Steinkohle) auf nunmehr rund 50 Mt.** Zusammen mit Koks- und Briketteinfuhren muss Deutschland derzeit bereits 87 % seines Bedarfs an Steinkohle und -produkten importieren.

Kernbrennstoffe

- **Die globale Uranproduktion ist erneut gestiegen.** Die Uranproduktion wurde um 2 % gegenüber dem Vorjahr gesteigert. Kasachstan, Kanada und Australien sind, mit einem Anteil von über 64 % an der Weltproduktion, die größten Uran produzierenden Länder der Welt. Kanadas Großlagerstätte McArthur River liefert alleine 13 % des weltweit geförderten Urans.
- **Aus geologischer Sicht ist auch langfristig kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten.** Die globalen Uranvorräte sind sehr umfangreich und liegen derzeit bei 1,2 Mt Reserven (Kostenkategorie < 80 USD/kg U) und 13,4 Mt Uranressourcen.
- **Weltweit besteht weiterhin ein wachsendes Interesse an der energetischen Nutzung von Kernbrennstoffen.** Ende 2013 befanden sich 70 Kernkraftanlagen in 15 Ländern im Bau. Darunter allein 29 in China. Weitere 125 Kernkraftwerke befinden sich in der Planungs- oder Genehmigungsphase.
- **Die Rolle der Kernenergie verliert in Deutschland an Bedeutung.** Mit dem deutschen Beschluss, zukünftig vollständig auf die Stromerzeugung in deutschen Kernkraftwerken zu verzichten ist der Anteil der Kernenergie im deutschen Energiemix rückläufig. So sank der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung auf 15,4 %.

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 jedoch bislang nur wenig genutzt.** Der Anteil der Geothermie an der globalen Stromerzeugung lag 2013 bei rund 0,3 %. Das weltweite Potenzial an geothermischer Energie bis zu einer Tiefe von 3 km wird auf etwa 300 EJ/a an Wärme- und 100 EJ/a an Stromerzeugung geschätzt.
- **Außerhalb geothermisch vorteilhafter Regionen erweist sich die praktische Umsetzung und Wirtschaftlichkeit von Geothermievorhaben derzeit noch als schwierig.** Investitionskosten variieren erheblich und sind im Vorfeld nur schwer abzuschätzen. Typische Amortisierungszeiträume liegen bei über 25 Jahren.
- **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 erreichen, wo sie zur Stromerzeugung in infrastrukturschwachen Regionen beitragen kann.
- **In Deutschland nimmt die Nutzung der Geothermie seit Jahren zu.** Die Tiefe Geothermie hatte im Jahr 2013 nur einen Anteil von 0,24 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands. In den letzten fünf Jahren (2008 bis 2013) hat sich die installierte Leistung der Stromproduktion aber nahezu verzehnfacht und beträgt heute mehr als 31 MW_e. Geothermie wird hierzulande durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) gefördert.

2 ENERGIEROHSTOFFE IM ÜBERBLICK

Die verlässliche und ununterbrochene Bereitstellung von Energie ist die essentielle Voraussetzung für das Funktionieren unserer heutigen modernen Gesellschaften. Wirtschaftliches Wachstum und Energieverbrauch bedingen sich daher gegenseitig. So steigt die weltweite Nachfrage nach Energie seit Jahrzehnten nahezu ungebrochen an (Abb. 2). Dass dieser Trend nicht zwangsläufig fortgeführt werden muss, zeigt sich aber in den seit Jahren rückläufigen Energieintensitäten insbesondere in den Ländern der OECD. Ein Anstieg des Bruttoinlandsprodukts ist dort mittlerweile auch ohne steigenden Energiebedarf möglich. Auch die Bereitstellung der Energie beziehungsweise die Anteile der genutzten Energieträger sind einem fortlaufenden Wandel unterworfen. Nicht nur in Deutschland, sondern in vielen anderen Ländern der Welt finden Energiewenden statt. Die Gründe dafür sind unterschiedlich und reichen vom Klimaschutz über die fehlende Akzeptanz einzelner Energieträger bis hin zur schlichten Notwendigkeit, eine zukünftige Energieversorgung überhaupt zu gewährleisten. Veränderungen beziehungsweise der Umbau von Energiesystemen brauchen aber Zeit, wie die von der Bundesregierung beschlossene Energiewende, die auf Jahrzehnte ausgelegt ist. Auch im globalen Energiemix sind daher Verschiebungen in den Nutzungsanteilen erst nach vielen Jahren erkennbar. Im Maßstab von Dekaden sind, mit Ausnahme eines wachsenden Anteils der erneuerbaren Energien, kaum Überraschungen zu erwarten und damit die Dominanz der nicht-erneuerbaren Energieträger einschließlich der Kernenergie noch langfristig fortbestehend.

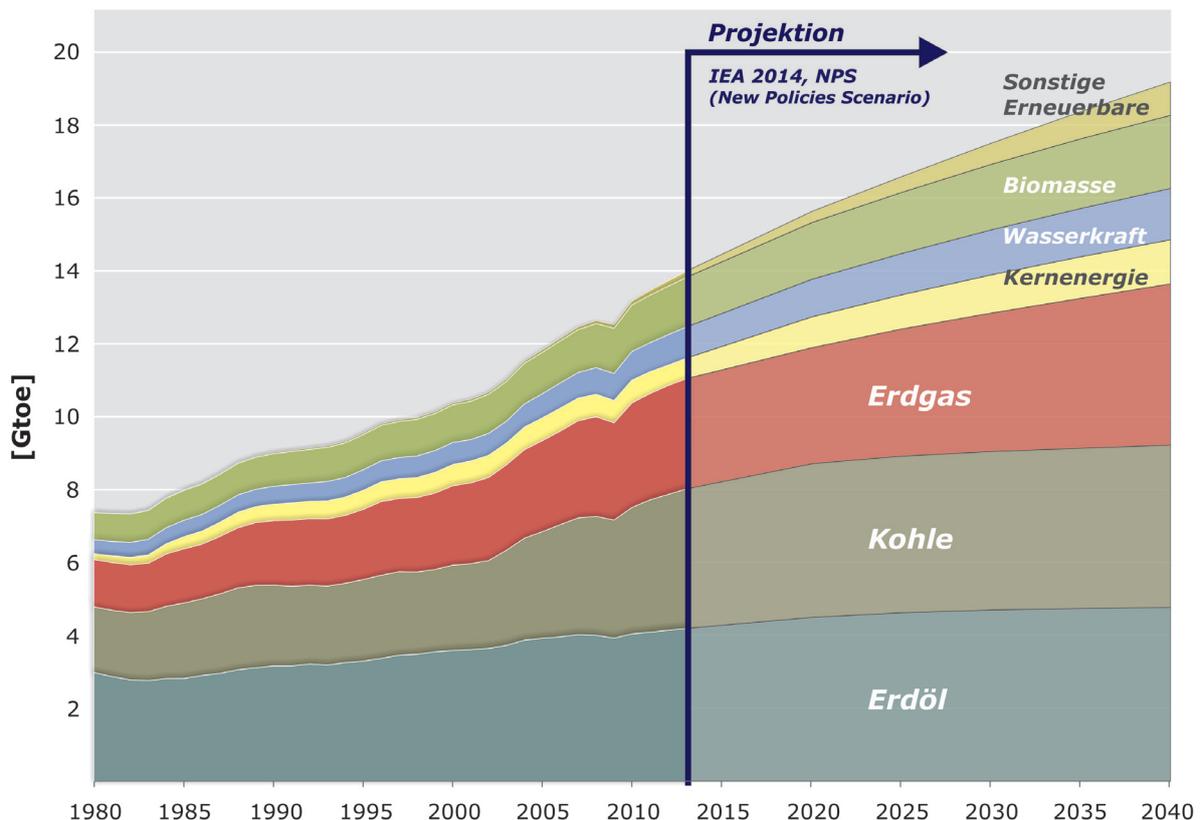


Abb. 2: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern und ein mögliches Szenario der künftigen Entwicklung (New Policies Scenario, IEA 2014a).

2.1 Globale Vorratssituation

Die Gesamtheit aller bekannten globalen Potenziale an fossilen Energierohstoffen einschließlich Kernbrennstoffen ist in Tabelle 1 dargestellt. Die Werte sind die Summen aus den Länderdaten, die in den Tabellen 10 bis 41 im Anhang differenziert gelistet sind.

In Tabelle 1 sind zusätzlich die globalen Mengen an Erdöl aus Ölschiefern sowie Erdgas in Aquiferen und aus Gashydrat aufgeführt, da deren Potenziale aufgrund einer ungenügenden Informationsgrundlage und einer nicht auf Länderniveau aufschlüsselbaren Verteilung nur im Weltmaßstab abgeschätzt werden können. Trotz weiter bestehender Datenlücken werden die nicht-konventionellen Potenziale soweit wie 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.

Tabelle 1: Reserven und Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe

Energieträger	Maßeinheit	Reserven (s. linke Spalte)	EJ	Ressourcen (s. linke Spalte)	EJ
Konventionelles Erdöl	Gt	170	7.126	161	6.745
Konventionelles Erdgas	Bill. m ³	193	7.318	318	12.099
Konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	345	14.444	451	18.843
Bitumen / Ölsand	Gt	27	1.110	63	2.613
Schwerstöl	Gt	21	886	61	2.541
Erdöl aus dichten Gesteinen / Tight Oil	Gt	< 0,5	14	49	2.060
Ölschiefer	Gt	–	–	102	4.248
Nicht-konventionelles Erdöl	Gtoe	48	2.011	274	11.462
Schiefergas	Bill. m ³	3,7 ⁵	139 ⁵	206	7.846
Tight Gas	Bill. m ³	– ⁶	– ⁶	63	2.397
Kohleflözgas	Bill. m ³	1,8	69	50	1.915
Erdgas in Aquiferen	Bill. m ³	–	–	24	912
Erdgas aus Gashydrat	Bill. m ³	–	–	184	6.992
Nicht-konventionelles Erdgas	Bill. m ³	5,5	208	528	20.062
Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe	Gtoe	53	2.219	754	31.524
Kohlenwasserstoffe	Gtoe	398	16.662	1.204	50.367
Hartkohle	Gt SKE	585	17.148	14.946	438.034
Weichbraunkohle	Gt SKE	110	3.230	1.765	51.732
Kohle	Gt SKE	695	20.378	16.711	489.766
Fossile Energieträger	–	–	37.040	–	540.133
Uran ¹	Mt	1,2 ²	606 ²	13 ³	6.681 ³
Thorium ⁴	Mt	–	–	6,4	3.178
Kernbrennstoffe	–	–	606	–	9.858
Nicht erneuerbare Energierohstoffe	–	–	37.646	–	549.991

– keine Reserven oder Ressourcen

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

2 RAR gewinnbar bis 80 USD / kg U

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

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

5 nur USA (Datenstand 2012)

6 in konventionellen Erdgasreserven enthalten

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 (vgl. Kapitel 4.3) aufgeführt. Insbesondere die Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat erscheinen daher in dieser tabellarischen Darstellung vergleichsweise niedrig.

Der größte Anteil mit 549.991 EJ an den nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven um das 15-fache. Dies gilt für alle Energierohstoffe mit Ausnahme des konventionellen Erdöls aufgrund der intensiven Exploration und Nutzung dieses Rohstoffs. In der Summe erhöhten sich die Ressourcen um 3 % im Vergleich zum Vorjahr (BGR 2013). Zuwächse gab es primär bei den Ressourcen an Hartkohle und Uran, die wesentlich auf Neubewertungen bei den Reserven und Neufunde (s. Kapitel 3.3 und 3.4) zurückzuführen sind. Leichte Gewinne gab es sowohl bei den konventionellen als auch den nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen. Im Vergleich aller Energierohstoffe dominiert die Kohle (Hart- und Weichbraunkohle) weiterhin mit einem Anteil von rund 89 % (Abb. 3). Mit weitem Abstand folgen die Erdgasressourcen mit 5,8 %, bei denen der Anteil nicht-konventioneller Vorkommen überwiegt. Die übrigen Energieträger, einschließlich Erdöl (3,3 %), spielen bezogen auf den Energieinhalt der Ressourcen nur eine untergeordnete Rolle. Im Vorjahresvergleich zeigen sich damit nur geringe Änderungen.

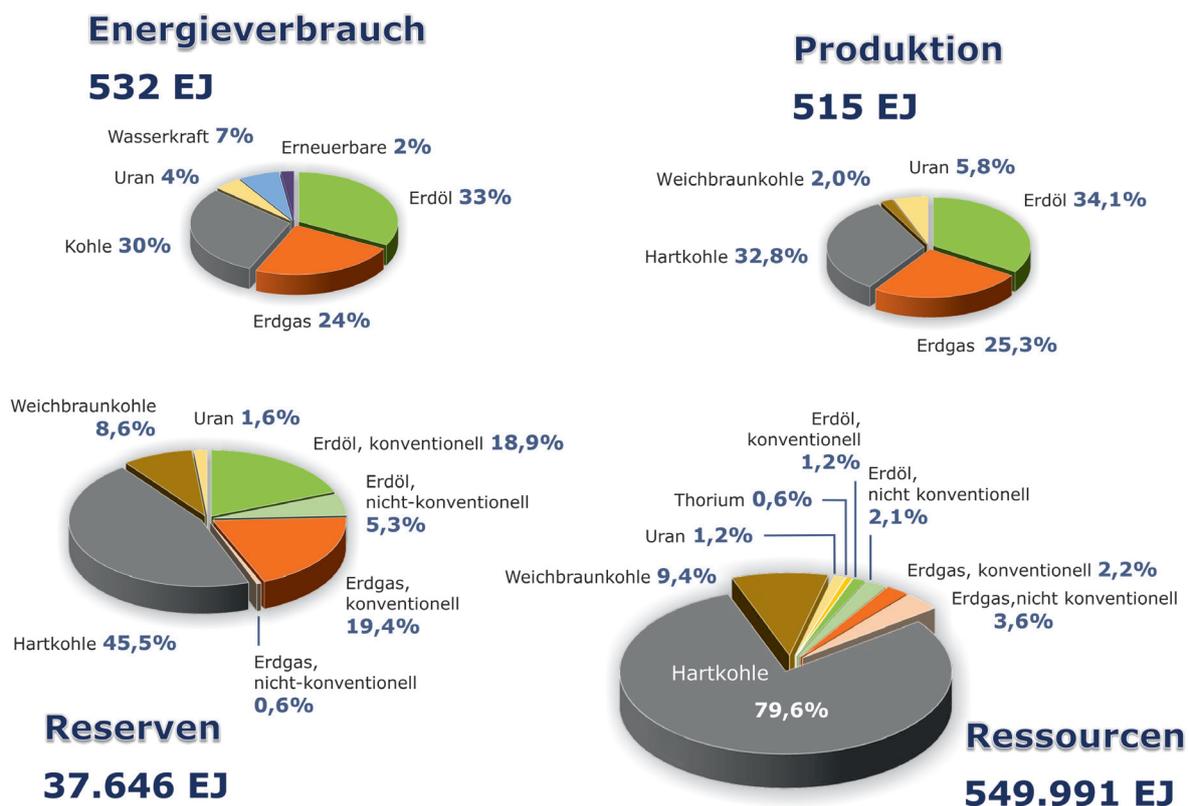


Abb. 3: Weltweite Anteile aller Energieträger am Verbrauch (BP 2014) sowie der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2013.

Der Energieinhalt der Reserven entsprach 2013 insgesamt 37.646 EJ liegt damit um knapp 6 % unter dem Vorjahreswert. Während die Reserven an Kohlenwasserstoffen trotz gestiegener Produktion leicht wuchsen, verringerten sich diese Vorräte bei Kohle und Kernbrennstoffen aufgrund von Neubewertungen. Gravierende Änderungen ergaben sich insbesondere bei den Hartkohlereserven Chinas und Südafrikas aufgrund eines verbesserten Kenntnisstands. Reservenrückgänge beim Uran sind vor allem auf die Überführung der Vorräte aus niedrigen in höhere Kostenkategorien zurückzuführen, die nun als Ressourcen definiert werden. Gemessen am gewinnbaren Energieinhalt bleibt die Kohle bei den Reserven mit 54,1 % weiterhin der beherrschende Energierohstoff. Erdöl (konventionell und nicht-konventionell) hält 24,2 % der Gesamtreserven, Erdgas 20 % und Uran 1,6 %. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich damit die relativen Anteile aller übrigen Energieträger primär aufgrund des Rückgangs der Hartkohlereserven erhöht. Die produzierten Mengen an Erdöl und Erdgas konnten erneut durch die Überführung von Ressourcen zu 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 2013 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energieinhalt von etwa 515 EJ gefördert. Dies entspricht einem leichten Förderzuwachs von rund 1,2 % im Vergleich zum Vorjahr. Bei den jeweiligen Anteilen im Produktionsmix ergaben sich keine signifikanten Veränderungen (Abb.3).

In der Gesamtdarstellung des weltweiten Energiemixes, d. h. der tatsächlich konsumierten Energie, dominieren die fossilen Energieträger bei weitem. Die Anteile entsprechen mit einer gewissen Unschärfe, unter anderem durch Lagerhaltung, weitgehend denen der Produktion. Unter den Erneuerbaren kann hier lediglich die traditionelle Wasserkraft wesentlich beitragen. Die anderen regenerativen Energien Wind, Geothermie, Solarenergie, Biomasse und thermisch verwertbare Abfälle haben weltweit nur einen Anteil von rund 2 % (BP 2014).

Die Addition der Reserven (37.646 EJ) und Ressourcen (549.991 EJ) aller fossilen Energieträger ergibt eine global zur Verfügung stehende Energiemenge von 587.637 EJ. Trotz der Reduzierung der Reserven zeigt sich damit ein Zuwachs von knapp 2,7 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Vergleich von weltweiter Jahresförderung zu Reserven und zu Ressourcen ergibt eine Relation von 1 zu 73 zu 1.070 (Abb. 3). Insgesamt gibt es nach derzeitigem Kenntnisstand noch gewaltige fossile Energiemengen, die aus geologischer Sicht grundsätzlich auch einen steigenden Energiebedarf decken können. 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 angesichts der vergleichsweise geringen Ressourcen an Erdöl. Ob und wann welche Energieträger wie genutzt werden können, hängt unter anderem von der technisch-wirtschaftlichen Gewinnbarkeit, der bedarfsgerechten Verfügbarkeit, der Umweltverträglichkeit und der öffentlichen Akzeptanz ab. Eine Antwort auf diese komplexe Fragenstellung muss an anderer Stelle gefunden werden.

2.2. Energierohstoffe für Deutschland

2.2.1 Primärenergieverbrauch und Energieversorgung

Das Maximum des Primärenergieverbrauchs (PEV) in Deutschland wurde bereits Ende der 1970er Jahre überschritten. Seitdem verblieb der Energiebedarf weitgehend auf einem hohen Niveau mit insgesamt leicht sinkender Tendenz. Im Jahr 2013 stieg der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr allerdings um rund 2,5 %. Der Zuwachs war damit höher als das gesamtwirtschaftliche Wachstum (AGEB 2014). Einen starken Einfluss auf die Entwicklung hatte die kühle Witterung im ersten Halbjahr. Ohne diesen Temperatureffekt wäre der Energieverbrauch nur um etwa 1,1 % gestiegen. Schon seit vielen Jahren kaum verändert, wird die Hauptlast beim Primärenergieverbrauch von Erdöl beziehungsweise Mineralöl getragen. Zusammen mit Erdgas, Hart- und Weichbraunkohle (in Deutschland in der Regel als Stein- und Braunkohle bezeichnet) deckten die fossilen Energieträger auch im Jahr 2013 noch über drei Viertel und zusammen mit Kernenergie über 85 % des Gesamtenergieverbrauchs.

Von allen fossilen Energieträgern ist der Verbrauch von Erdgas mit 6,4 % und von Steinkohle mit 4,1 % am stärksten gestiegen. Es folgte das Mineralöl mit einem Plus von 2,2 % (AGEB 2014), das insbesondere durch den temperaturbedingten Verbrauchanstieg beim leichten Heizöl bedingt war und so den Abwärtstrend der vergangenen Jahre durchbrach. Der signifikante Anstieg des Erdgasverbrauchs ist vor allem auf die kalte Witterung in der ersten Jahreshälfte 2013 zurückzuführen, die den Erdgasverbrauch im Wärmesektor ansteigen ließ. Der im Vorjahresvergleich mildere Witterungsverlauf in der zweiten Jahreshälfte sowie der rückläufige Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung dämpften den Zuwachs. Insgesamt bleibt damit das Erdgas mit einem Anteil von 22,3 % (AGEB 2014) der zweitwichtigste Energieträger. Der Verbrauch von Steinkohle erhöhte sich 2013 um rund 4 % (AGEB 2014). Diese Entwicklung ist vor allem auf einen deutlich höheren Einsatz in der Strom- und Wärmeerzeugung zurückzuführen. Der Anteil der Steinkohle am gesamten Energieverbrauch blieb mit 12,8 % (Vorjahr 12,6 %) nahezu unverändert. Anders als bei der Steinkohle sank der Verbrauch an Braunkohle leicht. Trotz eines um rund 2 % verringerten Brennstoffeinsatzes führte die Inbetriebnahme von neuen und hocheffizienten Braunkohle-Kraftwerksblöcken bei gleichzeitiger Abschaltung von alten Braunkohlekraftwerken zu einer Erhöhung der Stromerzeugung aus Braunkohle um 0,8 % (AGEB 2014). Im Vergleich zum Vorjahr ging der Anteil der Braunkohle 2013 am gesamten Energieverbrauch auf 11,7 % zurück (Vorjahr 12,1 %). Als Folge der energiepolitischen Beschlüsse zur Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie verringerte sich der Kernenergiebeitrag zur Energiebilanz aufgrund einer geringeren Verfügbarkeit weiter um 2,2 % und fiel auf 7,6 % (2012: 8,0 %) (AGEB 2014). Die erneuerbaren Energien erhöhten ihren Anteil in 2013 insgesamt um knapp 5 % und stiegen im Gesamtverbrauch leicht auf 11,5 % (Vorjahr 11,3 %). Sonstige Energieträger trugen weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei.

Deutschland muss als hochentwickelte Industrienation und einer der größten Energieverbraucher der Welt den Hauptteil der benötigten Energierohstoffe importieren. Bezogen auf den Wert aller importierten Waren machten Energierohstoffe im Jahr 2013 mit 99,4 Mrd. € den größten Teil der Importausgaben aus. Unter den Energierohstoffen entfielen auf Erdöl mit rund 56 % und auf Gas mit 38,1 % der überwiegende Teil der Ausgaben. Den Rest teilen sich Kohle (4,8 %) und Kernenergieerohstoffe (0,8 %) (BGR 2014).

Nur noch rund 2 % des Erdöls und etwa 12 % des Erdgases stammen aus der inländischen Förderung (Abb. 4), da die derzeit produzierenden heimischen Lagerstätten aufgrund der natürlichen Erschöpfung zur Neige gehen. Mit Erreichen des für Ende 2018 vorgesehenen Ausstiegs aus der subventionierten Steinkohleförderung wird der Anteil der heimischen Steinkohle ganz verschwin-

den. Unter allen Energieträgern ist Braunkohle der einzige nicht-erneuerbare Energierohstoff, über den Deutschland in großen, wirtschaftlich gewinnbaren Mengen verfügt. Hier ist Deutschland Selbstversorger und größter Verbraucher weltweit. Im Zehnjahresvergleich zeigt sich nur der Anteil an Braunkohle am Primärenergieverbrauch unverändert, während sich die Anteile der übrigen heimischen nicht-erneuerbaren Energieträger weiter verringert haben. Den stärksten Rückgang am Primärenergiebedarf verzeichnete erwartungsgemäß die Kernenergie, die damit signifikant an Bedeutung verlor. Unter allen Energien gewannen einzig die erneuerbaren Energien stark an Bedeutung hinzu, darunter auch die Geothermie, deren absoluter Anteil aber vergleichsweise gering ist. Trotz des Anstiegs bei den Erneuerbaren ist angesichts der natürlichen Erschöpfung der heimischen konventionellen Erdöl- und Erdgaslagerstätten und des Auslaufens der Steinkohlensubventionen auch zukünftig von einem weiteren Anstieg der Importabhängigkeit Deutschlands bei den fossilen Energierohstoffen auszugehen.

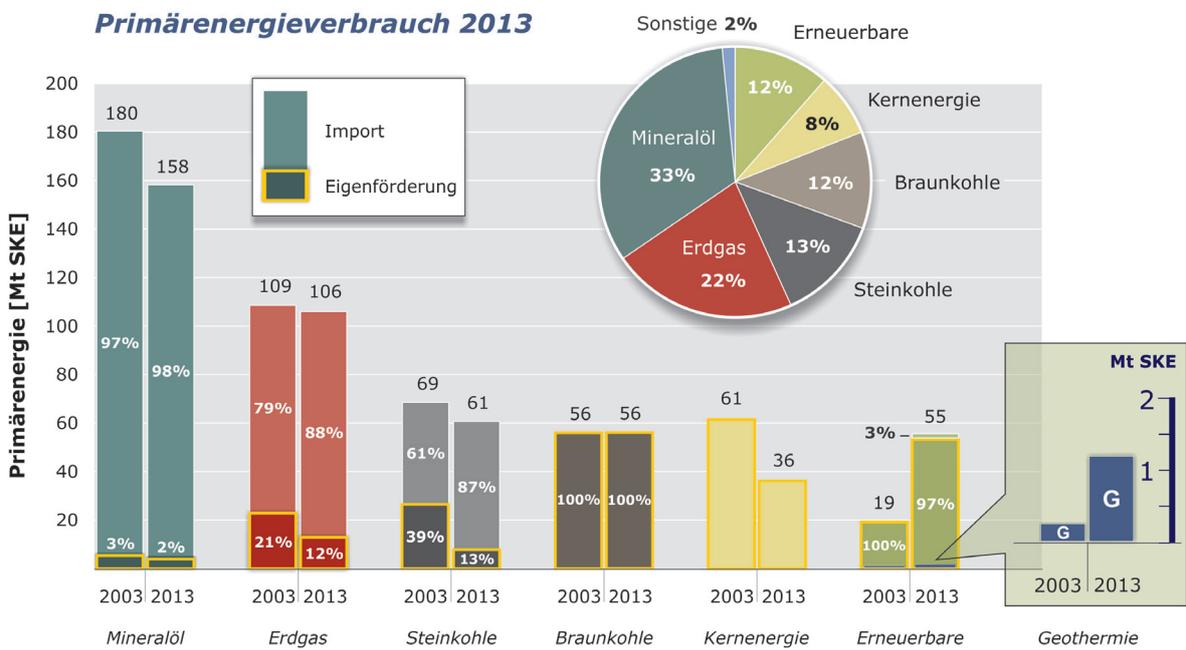


Abb. 4: Vergleich des Einsatzes der Primärenergieträger und des Verhältnisses der Eigenversorgung und des Importanteils 2003 und 2013 für Deutschland sowie relative Anteile für 2013 (nach AGEB 2014, LBEG 2014).

Kandidatur Deutschlands für die internationale Rohstofftransparenz-Initiative EITI

Das Bundeskabinett erklärte im Juli 2014 offiziell die Einleitung der deutschen Kandidatur für die Extractives Industries Transparency Initiative (EITI). Damit ist die Einführung von Offenlegungspflichten für Unternehmen verbunden, die in der heimischen Rohstoffgewinnung tätig sind. EITI ist eine globale Initiative, die das Ziel verfolgt, die Transparenz der Zahlungsströme von rohstofffördernden Unternehmen an Regierungen zu erhöhen. Während die Initiative bisher vor allem von Entwicklungsländern umgesetzt wurde, haben sich seit 2013 auch eine Reihe von G7-Staaten der EITI angeschlossen bzw. ihren Willen zum Beitritt erklärt. Derzeit (Stand November 2014) sind 48 Länder Mitglieder der EITI. Davon sind 31 Länder EITI-erfüllende Länder und 17 haben Kandidatenstatus erreicht. Auch über 90 Bergbau- sowie KW-Unternehmen, darunter Branchenriesen

wie BP, Rio Tinto, Glencore und Shell unterstützen die EITI. Die Initiative beinhaltet Standards nach denen im extraktiven Sektor tätige Unternehmen dazu verpflichtet werden, ihre Zahlungen an Regierungen offen zu legen. Ebenso haben Regierungen ihre Einnahmen aus dem extraktiven Sektor zu veröffentlichen. Im Rahmen der EITI muss zudem in jedem Land eine Multistakeholder-Gruppe (MSG) bestehend aus Regierung, Unternehmen und Zivilgesellschaft gebildet werden, die gemeinsam konkrete Vorgaben für die Umsetzung der EITI im eigenen Land erarbeiten und den Umsetzungsprozess verfolgen.

In Deutschland wurde der parlamentarische Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Herr Uwe Beckmeyer, zum EITI-Sonderbeauftragten ernannt. Derzeit wird die Einrichtung der Multistakeholder-Gruppe vorangetrieben, die die genaue Ausgestaltung des deutschen Bericht-Standards beschließen soll. Die Aufgabe der MSG besteht zunächst darin einen Arbeitsplan vorzulegen sowie den Anwendungsbereich von EITI in Deutschland festzulegen. Betroffene Zahlungen sind insbesondere Steuern und Lizenzgebühren, die im Zusammenhang mit der Rohstoffgewinnung stehen. Potenziell in Deutschland unter EITI fallende Energierohstoffe sind Braun- und Steinkohle sowie Erdöl und Erdgas. Anschließend kann Deutschland einen Antrag auf Kandidatenstatus für EITI stellen, der für das Jahr 2015, der deutschen G-7-Präsidentschaft, anvisiert ist. Nach Aufnahme als Kandidatenland muss ein erster Bericht innerhalb von 18 Monaten vorgelegt werden, um Mitgliedsstatus zu erreichen.

Rohstoff Kokskohle als „kritischer“ Rohstoff

Die EU-Kommission hat am 26. Mai 2014 eine überarbeitete Liste von kritischen Rohstoffen vorgelegt. Als kritisch werden 20 Rohstoffe bezeichnet, bei denen das Risiko eines Versorgungsengpases in den nächsten Jahren besonders groß ist und die als besonders wichtig für die Wertschöpfungskette betrachtet werden. Dabei handelt es sich um eine Aktualisierung des Berichtes aus dem Jahr 2011 zu dem nun auch Kokskohle hinzugefügt wurde. Die als kritisch eingestuften Rohstoffe wurden anhand von Abschätzungen der zwei Parameter (1) wirtschaftliche Bedeutung für die Industriesektoren in der EU sowie (2) Lieferrisiko identifiziert. Dies berücksichtigt ebenfalls Abschätzungen zu der Substituierbarkeit und der Recyclingfähigkeit der Rohstoffe. Es zeigte sich in vielen Fällen, dass sich der Rohstoff nur schwer ersetzen lässt und dessen Recyclingquote gering bzw. nicht existent ist. Die Kritikalität für Kokskohle wurde von der Europäischen Kommission festgestellt, da sich die Herkunft vorrangig auf nur zwei Länder, China und Australien, konzentriert und damit das Lieferrisiko relativ hoch ist. Die wirtschaftliche Relevanz von Kokskohle wurde als sehr hoch eingestuft, da sie für die Kokserzeugung und damit für die Roheisen- und Stahlerzeugung einen notwendigen und derzeit kaum substituierbaren Grundstoff darstellt. Zudem ist Kokskohle nicht rezyklierbar (EC 2014).

Vor dem Hintergrund der Aktualisierung der Liste kritischer Rohstoffe durch die Europäische Kommission hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Richtlinien des Explorationsförderprogramms der Bundesregierung angepasst. Es sieht jetzt eine Förderung von Projekten bei insgesamt 24 Rohstoffen bzw. Rohstoffgruppen, darunter nun auch Kokskohle, vor. Das Explorationsförderprogramm hatte das BMWi im Rahmen der Rohstoffstrategie der Bundesregierung (BMWi 2010) mit Wirkung zum 1. Januar 2013 zur Verbesserung der Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit kritischen Rohstoffen aufgelegt. Die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) führt im Auftrag des BMWi die fachliche Begleitung des Förderprogramms durch (DERA 2014).

Die im Jahr 2012 erstellte DERA-Rohstoffliste (DERA 2012) beinhaltet Rohstoffe, die eine hohe Länderkonzentration der Produktion sowie ein erhöhtes Länderrisiko aufweisen. Die daraus resultierende Einstufung als potenziell kritischer Rohstoff weist auf erhöhte Preis- und Lieferrisiken hin.

In der überarbeiteten DERA-Rohstoffliste 2014 (DERA – in Bearbeitung) wird erstmalig auch Koks- kohle analysiert. Mit Blick auf die Länderkonzentration bei der Bergwerksförderung liegt Koks- kohle demnach im potenziell kritischen Bereich aufgrund der Verteilung der Förderung auf relativ wenige Länder. Beim Länderrisiko wird Koks- kohle im mäßig kritisch eingestuft, da sich unter den bedeut- samen Förder- und Lieferländern insbesondere mit den USA, aber auch Australien und Kanada vergleichsweise viele Länder mit einem geringen Länderrisiko befinden.

2.2.2 Energierohstoffe im Einzelnen

Erdöl

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdölreserven Deutschlands betragen Ende 2013 rund 31,5 Mio. t und lagen damit um gut 1 Mio. t (minus 3,2 %) unter denen des Vorjahres. Dieser Rück- gang beruht maßgeblich auf der Jahresförderung und einer aktualisierten Reservenberechnung der bestehenden Felder (LBEG 2014). Die Bundesländer Rheinland-Pfalz, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern konnten die Reserven dabei leicht erhöhen, während die Neubewer- tung des größten deutschen Erdölfeldes Mittelplate/Dieksand in Schleswig-Holstein Einbußen von 1,2 Mio. t (minus 9,2 %) ergab. Neufunde wurden im Berichtszeitraum nicht getätigt.

Die Erdöl- und Kondensatförderung Deutschlands lag 2013 mit 2,64 Mio. t etwa 0,6 % über dem Wert des Vorjahres. Insgesamt waren 49 Felder in Produktion mit insgesamt 1077 Fördersonden. Das Feld Mittelplate/Dieksand konnte seine Förderung auf 1,45 Mio. t steigern und trägt damit mit knapp 55 % zu der heimischen Förderung an Erdöl bei. Die Jahresförderungen der nachfolgenden Felder Rühle (Niedersachsen) und Römerberg (Rheinland-Pfalz) betragen jeweils etwa 0,2 Mio. t (LBEG 2014). Der Kondensatanteil aus der Erdgasförderung betrug 2013 rund 0,8 % (20.161 t) der Gesamterdölförderung. Etwa ein Drittel davon fiel bei der Förderung im Erdgasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee an. Die Felder Emlichheim, Georgsdorf und Rühle werden mit tertiären Förder- maßnahmen wie Dampf- und Heiß-/Warmwasserfluten (Enhanced Oil Recovery, EOR) zur Steige- rung des Entölungsgrades behandelt. Gegenüber dem Vorjahr fiel die Mehrförderung durch EOR- Maßnahmen um 0,65 % auf nunmehr 317.562 t (Vorjahr 330.120 t). Kumulativ sind in Deutschland bis Ende 2013 etwa 296 Mio. t Erdöl und Kondensat gefördert worden.

Die wichtigsten inländischen Erdöl-Fördergesellschaften im Jahr 2013 in Deutschland nach kon- sortialer Beteiligung mit Jahresfördermengen waren (WEG 2014):

▪ Wintershall Holding AG	1.012.744 t
▪ RWE Dea AG	746.352 t
▪ GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	436.723 t
▪ BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG	265.923 t

Zum Ende des Jahres 2013 waren in der deutschen Erdöl-/Erdgasindustrie 10.085 Mitarbeiter be- schäftigt, eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr um 202 Mitarbeiter (WEG 2014).

Die deutschen Rohölimporte verringerten sich 2013 um rund 3 Mio. t auf 90,4 Mio. t. Damit redu- zierten sich die Ausgaben für den Jahresimport für Erdöl um 4,8 Mrd. EUR auf 55,3 Mrd. EUR. Seit Jahren unverändert sind die Hauptlieferregionen die GUS-Staaten, Europa und Afrika (Abb. 5). Die führenden Lieferländer sind Russland, Norwegen und Großbritannien, die gut 57 % der deut- schen Importe abdeckten. Dabei konnten Länder wie Norwegen, Kasachstan und Aserbaidschan durch Exportsteigerungen die verminderten Lieferungen Russlands, Großbritanniens und Libyens

weitestgehend ausgleichen (AGEB 2014, BAFA 2014a). Mit über 30 Lieferländern für Deutschland sind die Rohölimporte sehr weit diversifiziert. Eine Übersicht aller Rohöllieferländer 2013 liefert Tabelle 7 (im Anhang).

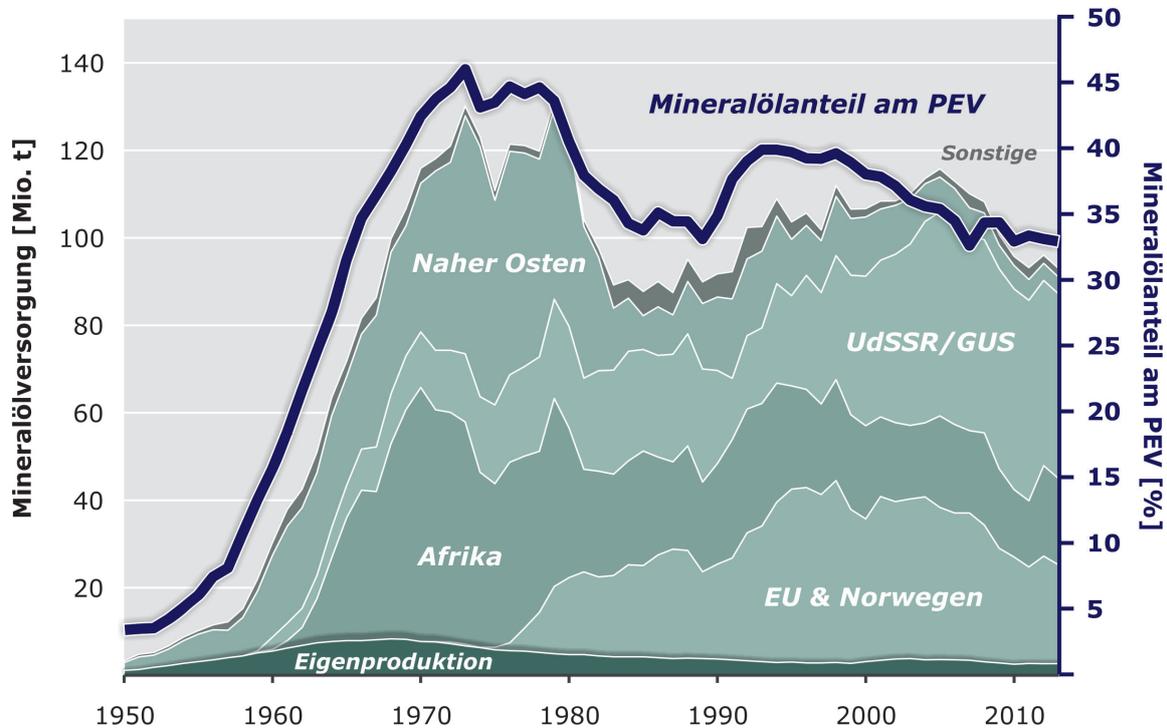


Abb. 5: Erdölversorgung Deutschlands von 1950 – 2013.

Die Ausfuhr von Rohöl in benachbarte Länder ging um über 80 % auf rund 34.000 t gegenüber dem Vorjahr (194.000 t) zurück. Gleichzeitig wurde der Handel mit Mineralölprodukten – vorzugsweise mit EU-Ländern – ausgebaut. Die Einfuhr von Erdölprodukten wurde um 17 % auf 37,65 Mio. t (2012: 32,2 Mio. t) und die Ausfuhr um 8 % auf 20,2 Mio. t (2012: 18,7 Mio. t) gesteigert (BAFA 2014a). Die von deutschen Unternehmen im Ausland produzierte Erdölmenge fiel um 28 % gegenüber dem Vorjahr auf 6,67 Mio. t (2012: 9,3 Mio. t). Das lag zum Großteil am Förderrückgang Libyens zur Mitte 2013, der die Firmen Wintershall AG und Suncor Energy Germany GmbH betraf. Dafür konnte die Erdölförderung beispielsweise in Norwegen und Großbritannien erhöht und durch Zukauf und Inbetriebnahme neuer Felder gesteigert werden.

Die wichtigsten deutschen Erdöl-Fördergesellschaften im Jahr 2013 nach konsortialer Beteiligung im Ausland mit Jahresfördermengen waren (EEK 2014, WEG 2014):

▪ Wintershall Holding AG	3.139.752 t
▪ RWE Dea AG	1.242.126 t
▪ E.ON Ruhrgas AG	1.023.000 t
▪ Suncor Energy Germany GmbH	848.792 t
▪ Bayerngas Norge AS	290.000 t
▪ EWE AG	81.565 t
▪ VNG-Verbundnetz AG	40.551 t

Erdgas

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven Deutschlands lagen Ende 2013 bei 103,6 Mrd. m³ (Vn) Rohgas (minus 15,9 % gegenüber 2012) beziehungsweise 96,5 Mrd. m³ (Vn) Reingas (minus 16,5 %) und gingen damit gegenüber 2012 besonders stark zurück. Im Vergleich der aktuellen Reserven mit den produktionsbereinigten Reserven des Vorjahres ergibt sich eine negative Erdgasreservenbilanz für Deutschland (LBEG 2014). Nach Abzug der Produktion des Jahres 2013 von den letztjährigen Reserven mussten zudem aufgrund der Neubewertung von Feldern die Rohgasreserven um 9 Mrd. m³ und die Reingasreserven um 9,4 Mrd. m³ nach unten revidiert werden.

Im Berichtsjahr 2013 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um rund eine Mrd. m³ (Vn) auf nunmehr 10,7 Mrd. m³ (Vn) Rohgas bzw. 9,7 Mrd. m³ (Vn) Reingas weiter zurück. Dies entspricht einer Verringerung um 8,8 % beim Rohgas und 9,1 % beim Reingas gegenüber dem Vorjahr. Die stetige Abnahme der Produktion sowie der Erdgasreserven ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung der großen Lagerstätten zurückzuführen. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben, sodass die geförderten Erdgasmengen nicht durch Reservenzugewinne ersetzt werden konnten.

In der deutschen Erdgasförderung von 10,7 Mrd. m³ sind lediglich rund 73 Mio. m³ Erdölbegleitgas enthalten, das größtenteils in Niedersachsen (61,3 %) und Schleswig-Holstein (27,6 %) gefördert wurde. Insgesamt waren im Berichtsjahr 498 Fördersonden in Erdgasfeldern in Betrieb, wobei die weitaus meisten Felder (94 %) in Niedersachsen liegen.

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 erheblich schwanken kann. Die Angaben zum Reingas beziehen sich einheitlich auf einen oberen Heizwert (Brennwert) $H_o = 9,7692 \text{ kWh/m}^3$ (Vn), der in der Förderindustrie auch als „Groningen-Brennwert“ bezeichnet wird und eine grundsätzliche Rechengröße in der Gaswirtschaft darstellt (LBEG 2014).

Bezogen auf ihre konsortiale Beteiligung erbrachten 2013 fünf Firmen nahezu 100 % der heimischen Reingasförderung (WEG 2014):

▪ BEB Erdgas und Erdöl GmbH	4,158 Mrd. m ³
▪ Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	2,470 Mrd. m ³
▪ RWE-Dea AG	1,554 Mrd. m ³
▪ GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	0,898 Mrd. m ³
▪ Wintershall Holding AG	0,644 Mrd. m ³

Etwa 40 % der inländischen Erdgasreserven enthalten in unterschiedlich hohen Konzentrationen Schwefelwasserstoff (H₂S). Bei der Aufbereitung des hauptsächlich aus Feldern des Fördergebietes zwischen Weser und Ems gewonnenen schwefelwasserstoffhaltigen Erdgases in den Anlagen Großenkneten und untergeordnet Voigtei sind rund 0,75 Mio. t an elementarem Schwefel angefallen. Er findet hauptsächlich in der chemischen Industrie Verwendung und wird zum Teil exportiert.

Während Erdgas in dichten Sandsteinen hierzulande schon seit vielen Jahren gewonnen wird, wurden Explorationsaktivitäten auf Erdgasvorkommen in Tongesteinen (Schiefergas) bereits nach

einer frühen Phase der Erkundung nicht weiter fortgeführt. In Deutschland wird die für eine Gewinnung von Erdgas aus solchen Gesteinen erforderliche Frackingtechnologie aufgrund möglicher Umweltauswirkungen kontrovers diskutiert. Ob überhaupt und falls ja, wann eine Förderung von Schiefergas erfolgen könnte, ist nicht absehbar. Die in Deutschland potentiell gewinnbaren Erdgas-mengen (Ressourcen) aus Schiefergasvorkommen werden auf ein Volumen von 0,7 bis 2,3 Bill. m³ geschätzt (BGR 2012). Darüber hinaus wird in Kohleflözen und in Tight Gas Vorkommen ein Potenzial von 0,45 Bill. m³ beziehungsweise 0,09 Bill. m³ an Erdgasressourcen vermutet.

Die Erdgasförderung deutscher Unternehmen im Ausland (GUS/Russland, Südamerika, Europa, Nordafrika) nahm im Vergleich zu 2012 um 2 % zu und betrug im Berichtsjahr rund 23,3 Mrd.m³ (EEK 2014). Die mit Abstand höchste Förderung in 2013 erbrachte mit etwa 62 % Anteil erneut die Wintershall AG als der größte international tätige deutsche Erdöl- und Erdgasproduzent. Der Konzern hat Schwerpunkte in den Regionen Europa, Nordafrika, Südamerika sowie in der Russischen Föderation und im Raum am Kaspischen Meer und zeigt zunehmende Aktivitäten im Nahen Osten. Wintershall ist einer der größten Erdgasproduzenten in den Niederlanden. Die E.ON E&P GmbH (früher E.ON Ruhrgas AG) förderte 2013 die zweitgrößte Erdgasmenge deutscher Unternehmen im Ausland und konnte ihre Produktion gegenüber 2012 um rund 4 % steigern, hat aber immer noch nicht ganz das Niveau von 2011 erreicht.

Aus heimischer Förderung stammten 2013 nur noch knapp 12 % (Vorjahr 13 %) des verbrauchten Erdgasvolumens (Abb. 4), der Rest musste importiert werden. Deutschlands Erdgasimporte sind ausschließlich leitungsgebunden und stammen schon seit vielen Jahren zu einem großen Teil aus russischen Quellen. Bezogen auf den Energieinhalt hatte Russland 2013 einen Anteil von knapp 39 % (Abb. 6). Aus Norwegen wurden gut 29 % eingeführt.

Deutschland ist schon seit den 1970er Jahren über Pipelines an russisches Erdgas angeschlossen. In jüngster Zeit kam die 1.224 Kilometer lange Nord Stream-Pipeline dazu. Die zwei Stränge dieser Erdgasleitung verlaufen von Wyborg in Russland durch die Ostsee nach Lubmin in der Nähe von Greifswald in Deutschland. Die Inbetriebnahme des ersten Pipelinestrangs erfolgte Mitte November 2011, die zweite parallel verlaufende Pipeline nahm ihren Betrieb im Oktober 2012 auf. Die gesamte Erdgasleitung weist eine Transportkapazität von 55 Mrd. m³ Gas pro Jahr auf und verbindet die Bundesrepublik direkt mit russischen Erdgasfeldern in Westsibirien. Eine der wichtigsten ist das Yushno Russkoje Erdöl- und Erdgasfeld, an dem neben Gazprom die deutschen Firmen E.ON und Wintershall beteiligt sind. Das Feld ist eines der größeren Erdgasfelder der Welt und hat eine maximale Produktionskapazität von 25 Mrd. m³ pro Jahr.

Aufgrund ihrer Kapazität würde die Nord Stream Pipeline mehr als ausreichen, die Versorgung Deutschlands mit den aus Russland benötigten Erdgas-mengen zu gewährleisten. Allerdings ist der Rohstoff auch für andere Verbraucher in Europa bestimmt und wird von Lubmin aus weiter nach Belgien, Dänemark, Frankreich, Großbritannien, die Niederlande und in weitere Länder geleitet.

Insgesamt lag das berechnete Volumen des Erdgasaufkommens in Deutschland, bestehend aus inländischer Förderung und Importen, im Jahr 2013 bei 111 Mrd. m³. Rund 20,9 Mrd. m³ davon wurden wieder ausgeführt und etwa 0,9 Mrd. m³ sind deutschen Erdgasspeichern im Vergleich mit der 2012 eingelagerten Menge entnommen worden. Der Wert der Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten betrug dabei 28,7 Mrd. € im Vergleich zu 29,4 Mrd. € im Vorjahr.

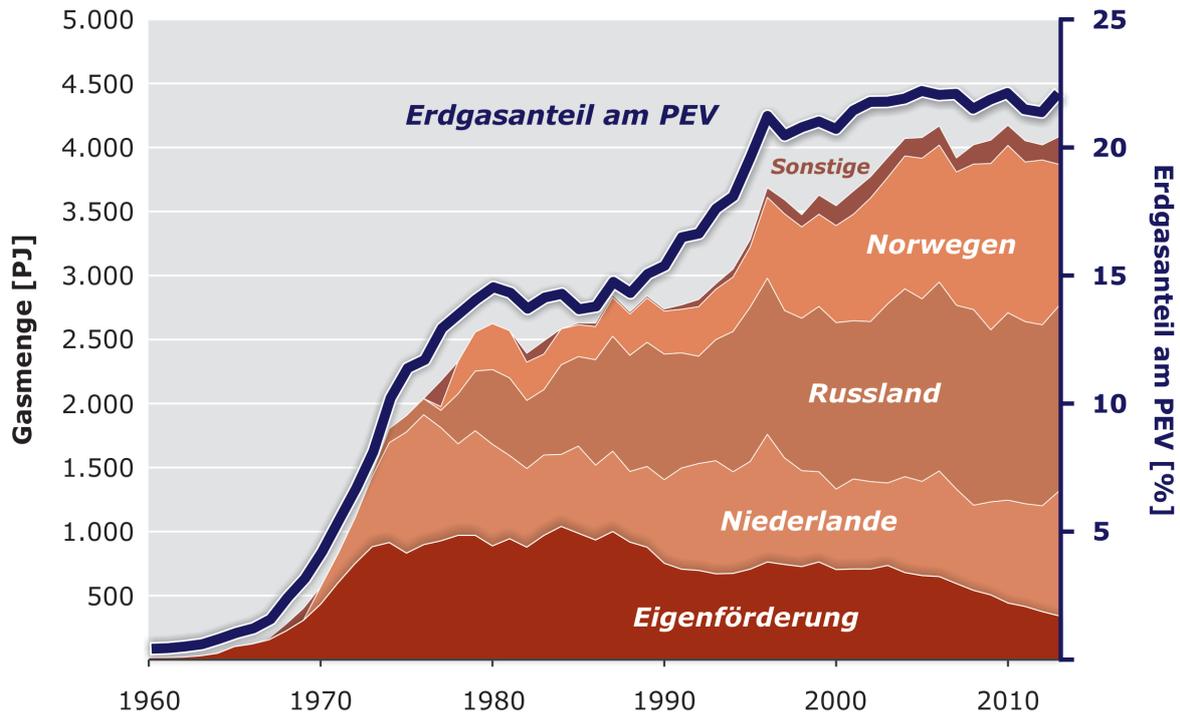


Abb.6: Erdgasversorgung Deutschlands von 1960 – 2013.

Steinkohle

Die heimische Steinkohle war bis zur Mitte des vorigen Jahrhunderts eine wesentliche Stütze des Wirtschaftsaufschwungs in Deutschland. Seitdem ist die Steinkohleförderung rückläufig. Die höchste Förderung nach 1945 wurde 1956 mit 151,4 Mio. t verwertbare Förderung (v. F.) erreicht (Abb. 7). Im Jahr 2013 waren es noch 7,6 Mio. t v. F. (5 % von 1956). In den vergangenen Jahrzehnten wurde heimische Steinkohle durch Erdöl, Erdgas sowie Uran und besonders durch Importkohle (Abb. 8) ersetzt. Insgesamt verfügt Deutschland über Steinkohlegesamtressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) von etwa 83 Mrd. t, von denen bis Ende 2018 voraussichtlich rund 31 Mio. t gewinnbar sind.

Im Ruhrrevier förderten 2013 noch die zwei Bergwerke Auguste Victoria und Prosper-Haniel 74,7 % (5,7 Mio. t v. F.) der deutschen Steinkohleproduktion. Im Ibbenbürener Revier wurden auf einer Schachtanlage 25,3 % (2,0 Mio. t v. F.) der deutschen Steinkohleförderung gehoben. Die Steinkohleförderung im Saarrevier wurde Ende Juni 2012 eingestellt. Bundesweit sank die Schichtleistung im Jahr 2013 geringfügig auf 6.624 kg v. F., eine Verringerung von 3,7 % gegenüber dem Vorjahr. Der Gesamtabsatz deutscher Steinkohle verringerte sich im Berichtsjahr um 30,1 %. Er fiel um 3,6 Mio. t auf 8,4 Mio. t (SDK 2014).

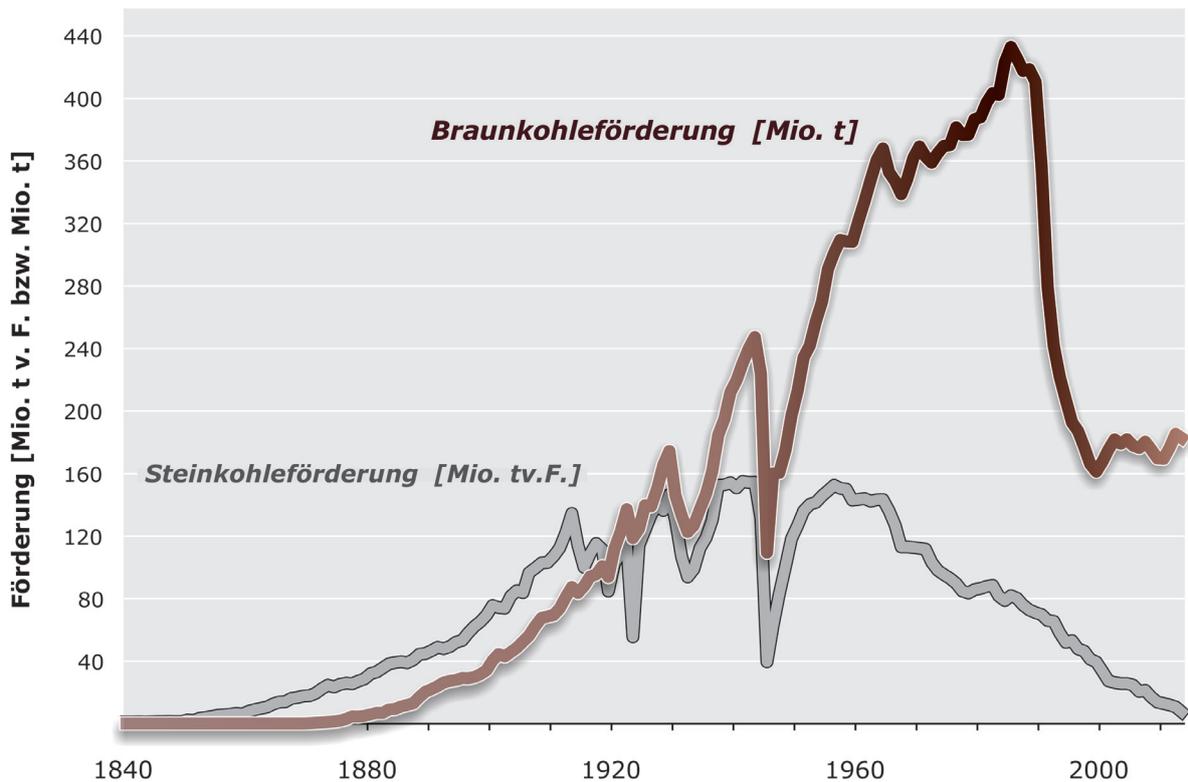


Abb. 7: Entwicklung der deutschen Kohleförderung von 1840 bis 2013 (nach SoK 2014).

Der deutsche Steinkohlebergbau 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 2013 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 79,12 €/t SKE (VDKI 2014a). Um dennoch einen Beitrag zur sicheren Versorgung der Kraft- und Stahlwerke mit Steinkohle leisten zu können sowie aus politischen Gründen zur Stützung des Arbeitsmarktes, wird der heimische Steinkohlebergbau durch öffentliche Hilfen gefördert. Für das Berichtsjahr 2013 wurden dem Steinkohlebergbau 1,761 Mrd. € an öffentlichen Mitteln zugesagt.

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 1,649 Mrd. € für 2014 sinken. Seit 1958 verringert sich die Belegschaft im deutschen Steinkohlebergbau. Im Berichtsjahr sank die Zahl der Mitarbeiter gegenüber 2012 um 17,4 % auf 14.549 (Jahresende 2013).

Gegenüber dem Vorjahr fiel 2013 der Verbrauch an Steinkohle in Deutschland geringfügig höher aus. Er steigerte sich um 4,1 % auf rund 61 Mio. t SKE. Damit stieg der Anteil von Steinkohle am Primärenergieverbrauch auf 12,8 %. Vom deutschen Steinkohleverbrauch stammten im Jahr 2013

nur noch rund 13 % aus heimischer Förderung. Damit setzt sich der Trend des steigenden Verbrauchs von Importkohle am Gesamtsteinkohleverbrauch in Deutschland fort. Die Steinkohle- und Koksimporte beliefen sich auf 52,9 Mio. t (AGEB 2014, VDKI 2014a).

Die Importe von Steinkohle und Steinkohleprodukten erhöhten sich signifikant um 10 % gegenüber 2012 auf 52,9 Mio. t (Tabelle 9 im Anhang) und stammten im Wesentlichen aus Russland, den USA, Kolumbien, Polen, Australien und Südafrika (Abb. 8). Im Jahr 2013 war Russland mit rund 13,1 Mio. t (24,8 %) erneut der größte Lieferant, dicht gefolgt von den USA (22,8 %) und Kolumbien (18,9 %). Die Einfuhren aus dem einzig verbliebenen bedeutsamen EU-28-Kohleexportland Polen erhöhten sich geringfügig um 0,35 Mio. t auf rund 4,3 Mio. t. Davon entfielen 1,3 Mio. t auf Koks (VDKI 2014a). Der Anteil der Importe am gesamten Kohlebedarf in Deutschland stieg weiter an und lag 2013 bei rund 87 %. Dieser Trend dürfte sich durch weitere Grubenschließungen in den nächsten Jahren fortsetzen.

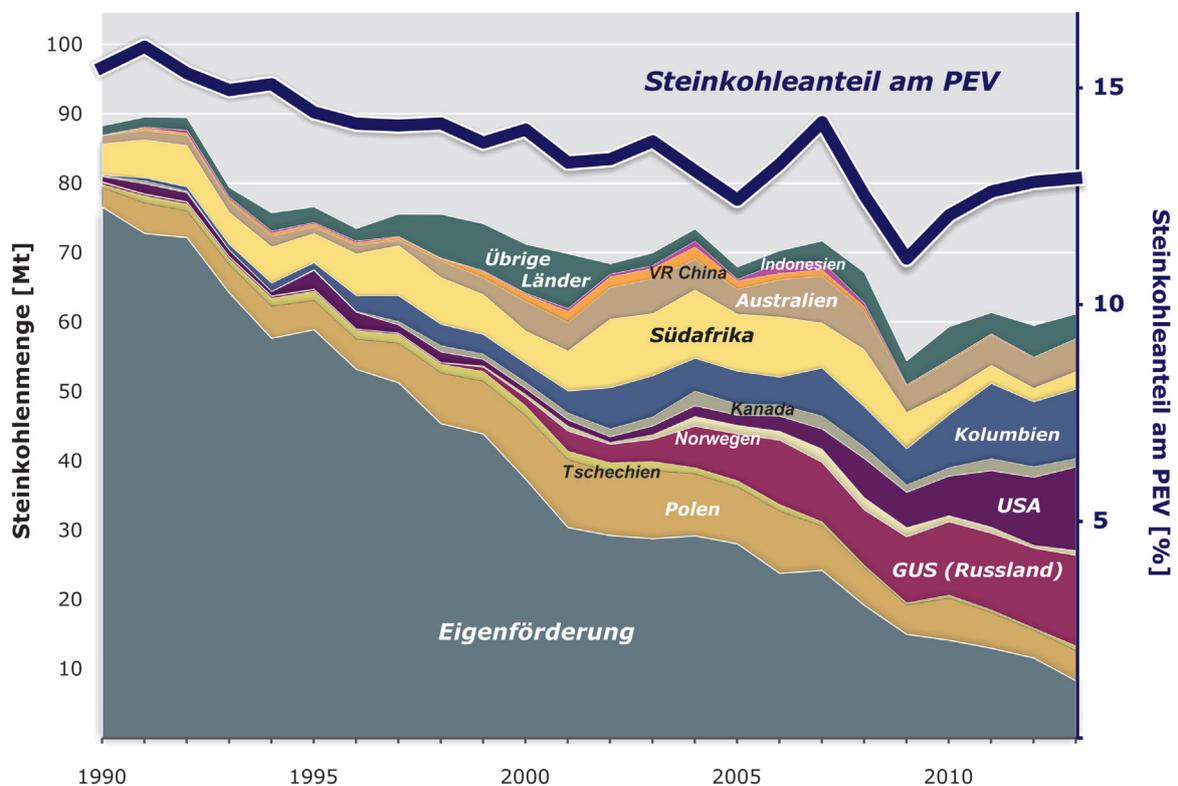


Abb. 8: Steinkohleversorgung Deutschlands von 1990 – 2013 (SdK 2013, IEA 2014b, AGEB 2014).

Die Preise (hier: Grenzübergangspreis) für importierte Kraftwerkskohlen verringerten sich nahezu kontinuierlich von rund 86 €/t SKE am Anfang des Jahres 2013 auf rund 77 €/t SKE zum Jahresende. Der jahresdurchschnittliche Preis belief sich dabei auf 79,12 €/t SKE (minus 15 % gegenüber 2012). Eine ähnliche Preisentwicklung zeigte sich bei Koks. Allerdings verringerte sich der Kokspreis um nahezu ein Drittel (minus 30 %) gegenüber dem Vorjahr und der jahresdurchschnittliche Preis belief sich auf 204,88 €/t. Eine noch größere Preisreduktion konnte bei importierten Koks kohlen verzeichnet werden. Der jahresdurchschnittliche Preis verringerte sich gegenüber dem Vorjahr von 188,42 €/t um 32,5 % auf 127,19 €/t (BAFA 2014b, VDKI 2014a, b). Aufgrund eines Überangebotes sowohl von Koks kohlen als auch Kraftwerkskohlen auf dem Weltkohlemarkt setzte sich der Preisverfall auch 2014 fort.

Braunkohle

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

Über erschlossene und konkret geplante Tagebaue sind in Deutschland 5,2 Mrd. t an Braunkohlevorräten zugänglich. Weitere Reserven belaufen sich auf 35,1 Mrd. t. Die Ressourcen umfassen 36,5 Mrd. t.

Braunkohle wird in Deutschland in vier Revieren gefördert. Bundesweit lag die Gesamtförderung im Jahr 2013 bei 182,7 Mio. t und fiel damit 1,3 % geringer als im Vorjahr aus (Abb. 7). Im Rheinischen Revier betreibt die RWE Power AG die drei Tagebaue Garzweiler, Hambach und Inden, deren Förderung sich 2013 auf zusammen 98,6 Mio. t 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 63,6 Mio. t erfolgte im Berichtsjahr aus den fünf Tagebauen Jänschwalde, Cottbus-Nord, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde durch die Vattenfall Europe Mining AG. Die Braunkohle wird nahezu vollständig von den modernisierten beziehungsweise neu gebauten und der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG zugehörigen Kraftwerken Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe abgenommen. Die im Mitteldeutschen Revier erbrachte 2013er Förderung von 19,6 Mio. t stammte vorrangig aus den zwei Tagebauen Profen und Vereinigtes Schleenhain der Mitteldeutschen Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG), die seit 2012 vollständig zur tschechischen Holding EP Energy gehört. Der größte Teil der Braunkohle aus den zwei Tagebauen wird in den Kraftwerken Schkopau und Lippendorf verstromt. Die Braunkohleförderung aus dem Tagebau Amsdorf der Romonta GmbH dient in erster Linie zur Herstellung von Montanwachsen. Im Helmstedter Revier versorgt der Tagebau Schöningen, der 2013 eine Förderung von 1,2 Mio. t aufwies, das Kraftwerk Buschhaus. In der zweiten Jahreshälfte 2013 erwarb die MIBRAG den Tagebau und das Kraftwerk (Helmstedter Revier GmbH - HSR) von der E.ON Kraftwerke GmbH (DEBRIV 2013, SdK 2014).

Der gesamte Absatz an Braunkohle verringerte sich 2013 um 1,3 % auf 172 Mio. t. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch verringerte sich dadurch geringfügig auf 11,7 % (55,5 Mio. t SKE). Sowohl der Absatz an Braunkohlebriketts als auch Absatz des Veredelungsprodukts Braunkohlestaub erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr. Der Brikettabsatz stieg um 1,9 % auf 2 Mio. t und der Absatz von Braunkohlestaub erfuhr eine Zunahme um 3,7 % auf 4,9 Mio. t. Im Berichtszeitraum verringerte sich der Personalbestand geringfügig. Bundesweit waren 16.410 Personen im Braunkohlebergbau beschäftigt (AGEB 2014, SdK 2014).

Die Außenhandelsbilanz mit Braunkohle und Braunkohleprodukten war im Jahr 2013 positiv, wenn auch auf einem relativ niedrigem Niveau. Die Gesamteinfuhren erhöhten sich auf 92.000 t. Gleichzeitig verringerte sich aber der Export (Briketts, Koks, Staub und Braunkohle) geringfügig um 1,7 % auf 1,64 Mio. t. Hauptabnehmer sind die Länder der EU-28 (SdK 2014).

Kernenergie

Ein zentraler Teil der deutschen Energiewende betrifft die Beendigung der Nutzung der Kernenergie. Mit der dreizehnten 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 2022 das letzte Kernkraftwerk in Deutschland abzuschalten. Zum ersten Mal in der Geschichte der Bundesrepublik steht damit ein festes Datum für das Ende der Kernenergie in Deutschland fest. Der Ausstieg erfolgt stufenweise mit genauen Abschaltenden. Die neun noch aktiven Kernkraftwerke werden jeweils zum Jahresende abgeschaltet: 2015 - Grafenrheinfeld, 2017 - Gundremmingen B, 2019 - Philippsburg 2, 2021 - Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf, 2022 - Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2.

Die deutschen Kraftwerke erzeugten mit 633,6 TWh rund 0,6 % mehr Strom als im Vorjahr (2012: 629,8 TWh). Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung sank hingegen weiter um 2,2 % auf 97,3 TWh gegenüber 2012 mit 99,5 TWh. Die Nettostromerzeugung betrug 92,1 TWh (2012: 94,2 TWh). Bis zur Abschaltung von acht Kernkraftwerken in 2011 waren 17 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 21.517 MW_e installiert. Zum Jahresende 2013 waren seit 2011 unverändert neun Kernkraftwerke mit 12.696 MW_e (brutto) am Netz. Die zeitlichen und produzierenden Arbeitsverfügbarkeiten betrugen 89,24 % (2012: 91,1 %) und 88,67 % (2012: 90,7 %).

Der Bedarf an Natururan als Brennstoff berechnete sich auf 1.900 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, Großbritannien, Kanada sowie aus den USA bezogen. In Deutschland wurde nach der Schließung der Sowjetisch-Deutschen Aktiengesellschaft (SDAG) WISMUT im Jahr 1990 kein Bergbau zur Produktion von Natururan mehr betrieben. Allerdings wurden im Jahr 2013 im Rahmen der Flutungswasserreinigung des Sanierungsbetriebes Königstein 27 t Natururan abgetrennt und eingelagert (2012: 50 t).

Die Stilllegung und Sanierung der ehemaligen Produktionsstätten der SDAG WISMUT befanden sich 2013 im 23. 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 80 % abgeschlossen. Von den zur Verfügung gestellten 7,1 Mrd. € waren Ende 2013 rund 81 % (5,8 Mrd. €) verausgabt. Neben den Tätigkeiten in den Bereichen Halden- und Flächensanierung sowie der Verwahrung der industriellen Absetzanlagen liegen die verbleibenden Schwerpunkte in der Behandlung der kontaminierten Wässer aus der Grubenflutung und den industriellen Absetzanlagen. 2013 wurden insgesamt etwa 22 Mio. m³ kontaminierte Wässer behandelt und in die Vorfluter abgegeben. Die Arbeiten zur Auffahrung einer 2.900 m langen Wasserlösestrecke, dem WISMUT-Stolln, von den Grubenfeldern in Dresden-Gittersee zum Tiefer-Elbstolln wurden im Juni 2014 beendet. Gegenwärtig erfolgt der Anschluss des Stollns an die geflutete Grube mittels Bohrungen. Nach Abschluss der Grubenverwahrung am Standort Königstein begann im August 2014 der Abbruch der Schächte und der entsprechenden Bauwerke. Mit der Verfüllung der beiden letzten Tagesschächte (#388 und #390) der Grube Königstein im April 2013 endete eine 50-jährige Bergbaugeschichte.

Der Standort Königstein wird dennoch ein Schwerpunkt des Sanierungsgeschehens der Wismut GmbH bleiben. Ursache ist das geochemische Milieu im Grubengebäude als Folge der ehemals angewandten untertägigen Laugung. Dieses Milieu wird noch auf lange Zeit metallreiche Lösungen mobilisieren und eine Behandlung des Flutungswassers nötig machen. Bereits in 2011 begann die bergmännische Auffahrung eines weiteren Stollns (Südumbruch des mittelalterlichen Markus-Semmler-Stollens) in der Niederlassung Aue der Wismut GmbH (Standort Schlema-Alberoda). Ziel ist die zukünftige Gewährleistung der sicheren und energielosen Ableitung von Grubenwässern. Von insgesamt 1.155 m geplanter Gesamtlänge wurden bis Ende 2013 955 m aufgefahren. Diese Arbeiten werden 2014 abgeschlossen sein.

Tiefe Geothermie

Geothermie ist grundlastfähig, bedarfsbestimmt und wird zu den erneuerbaren Energieträgern gezählt, da sie nach menschlichem Ermessen als nahezu unerschöpflich gilt. Die Erdwärme setzt sich zusammen aus der Ursprungswärme der Erde und aus dem Zerfall von im Erdinneren natürlich vorhandenen radioaktiven Isotopen. Die Sonneneinstrahlung bewirkt standortabhängig lediglich eine Temperaturerhöhung in den obersten Zehner Metern.

Generell wird zwischen der Oberflächennahen Geothermie bis zu 400 m (teilweise lediglich bis 150 m) und der Tiefen Geothermie ab 400 m (im strengeren Sinne ab 1.000 m) unterschieden. Beide Bereiche werden zu Heizzwecken genutzt, jedoch können wegen der höheren Temperaturen nur tiefe Bereiche geothermisch für die Erzeugung elektrischer Energie genutzt werden. Obwohl die Oberflächennahe Geothermie mit fast zwei Dritteln derzeit noch den größten Anteil an der geothermischen Nutzung darstellt, wird hier ausschließlich die Tiefe Geothermie betrachtet, da sich deren Energie ausschließlich aus dem Erdinneren speist.

Für die Nutzung der Tiefen Geothermie existieren zwei verschiedene Reservoirtypen. Zum einen die in natürlichen tiefen thermalwasserführenden Schichten (hydrothermal) gespeicherte Wärmeenergie und zum anderen die in festen Gesteinen (petrothermal) gespeicherte Wärmeenergie. In der praktischen Konsequenz sind petrothermale Reservoirs nur nutzbar, wenn Stimulationsmaßnahmen durchgeführt werden.

In Deutschland wird die Geothermie im Rahmen von Marktanreizprogrammen und Gesetzen gefördert. Seit dem Jahr 2000 garantiert das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) den Anspruch auf Einspeisevergütung für geothermisch erzeugten Strom über einen Zeitraum von 20 Jahren. Zuletzt wurde das EEG im Jahr 2014 aktualisiert. Derzeit beträgt die Einspeisevergütung 25,20 Cent pro Kilowattstunde und soll sich ab 2018 jährlich um fünf Prozent verringern.

Der Anteil der Tiefen Geothermie im Jahr 2013 war mit 0,24 % am gesamten Primärenergieverbrauch Deutschlands weiterhin sehr gering und somit für die deutsche Energieversorgung bislang unbedeutend (AGEB 2014). Allerdings nimmt die Nutzung geothermaler Wärme seit Mitte der 1990er Jahre stetig zu. Die direkte Nutzung geothermischer Energie zur Wärmeerzeugung ist bereits bei niedrigen Temperaturen und daher aus geringen Tiefen möglich. Die Erschließung dieser flachen Reservoirs ist mit vergleichsweise geringen Kosten verbunden. Die Nutzung tiefer Stockwerke zur geothermischen Stromerzeugung begann in Deutschland im Jahr 2003 in Neustadt-Glewe. Zehn Jahre später waren sieben Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 31,3 MW in Betrieb und produzierten 80 GWh_e Strom. Insgesamt 26 Fernwärmeanlagen mit einer Leistung von 300,4 MW produzierten 870 GWh_{th} Wärme (Abb. 9). Vier der Anlagen sind gekoppelt und produzieren sowohl Wärme als auch Strom. Spitzenreiter ist Bayern mit derzeit 19 Anlagen. Die leistungsfähigsten Kraftwerke stehen in Insheim (Rheinland-Pfalz) und Unterhaching (Bayern) mit jeweils 38 MW_{th} und 3,36 MW_e installierter Leistung (Betreiberangaben). Nach Angaben des GtV-Bundesverband Geothermie e.V. befinden sich neun Projekte im Bau, 38 Projekte sind in Planung, darunter auch erstmals petrothermale (EGS)-Anlagen (GtV, Stand Juli 2014).

Für Deutschland ist im Zeitraum von 2007 bis 2014 eine stetige Zunahme an geothermisch gewonnenem Strom von 0,4 GWh auf 80 GWh zu verzeichnen (BMW_i 2014). Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend mittelfristig fortsetzt. Mit einem sprunghaften Anstieg ist jedoch nicht zu rechnen. Trotz einiger erfolgreich laufender Projekte befindet sich die Geothermie in Deutschland bezüglich geothermischer Stromerzeugung noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Im Wärmebereich ist das Alpenvorland das derzeit als auch in naher Zukunft bedeutendste Gebiet für die Geothermie, da das sedimentäre Molassebecken über für die geothermische Nutzung

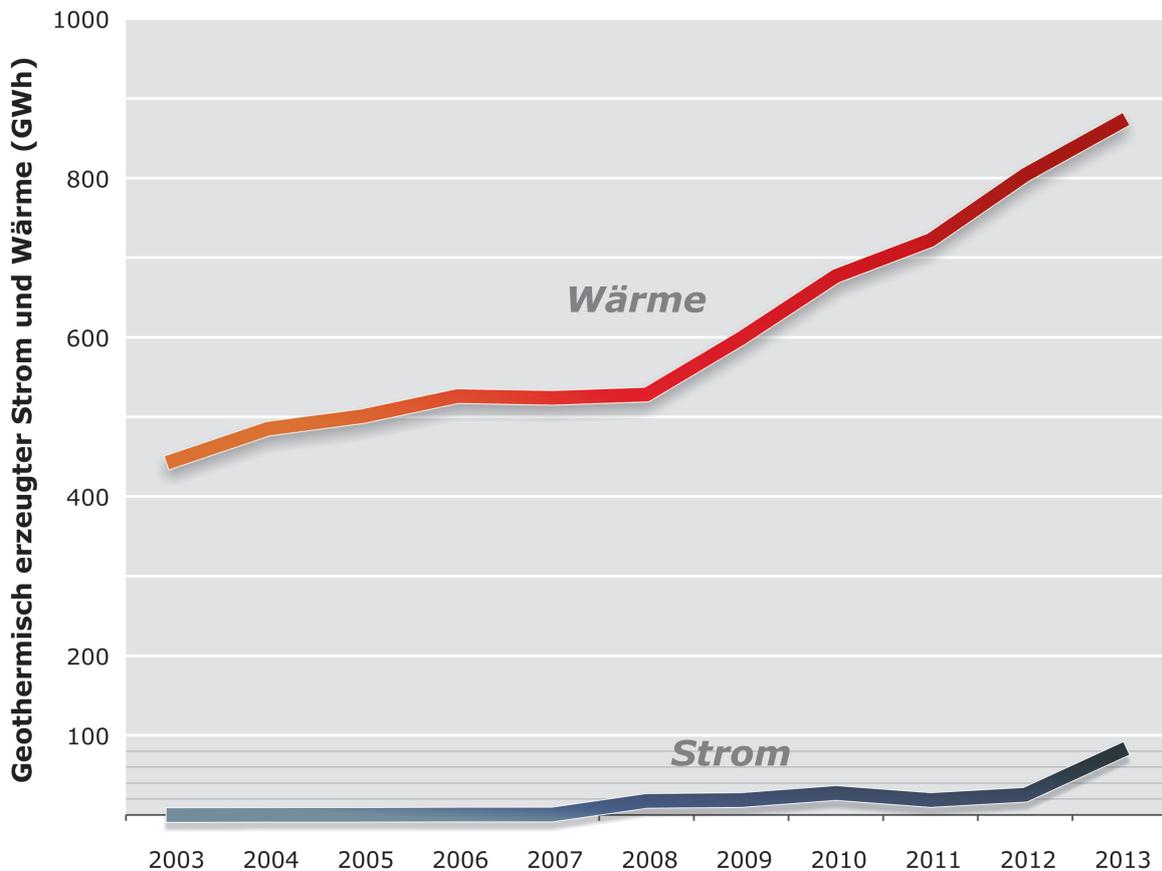


Abb. 9: In Deutschland jährlich erzeugte Mengen an Strom und Wärme aus geothermischen Anlagen im Zeitraum 2003 bis 2013.

besonders günstige Eigenschaften bezüglich der Fluiddurchlässigkeit verfügt. Insgesamt wird von einem Anstieg der Wärmeproduktion aus Tiefer Geothermie in Deutschland von annähernd 200 MW_{th} in 2011 auf über 300 MW_{th} und einer Wärmeproduktion von etwa 1.075 GWh in 2015 ausgegangen (WEBER ET AL. 2015).

Trotz ihrer bislang geringen Bedeutung hat die Geothermie ein hohes Potenzial zur Deckung des Primärenergiebedarfs beizutragen. Für Deutschland wird das technische Potenzial der hydrothermalen Geothermie für Strom auf 12 EJ/Jahr und für Wärme auf 17 EJ/Jahr geschätzt (PASCHEN ET AL. 2003). Die besten geologischen Voraussetzungen für die geothermische Nutzung bieten drei Regionen: das Norddeutsche Becken, der Oberrheingraben und das Molassebecken im Alpenvorland.

Geothermische Energie wird lokal genutzt. Einen Export im klassischen Sinne gibt es demnach nicht, sieht man von der Einspeisung des Stroms in internationale Verbundnetze ab. Jedoch sind länderübergreifende Projekte erwähnenswert, so zum Beispiel das aktuelle Aufsuchungsgebiet in Rupertwinkel, einem Gemeinschaftsprojekt von Österreich und Deutschland für das Salzburger Land und Bayern. Ein anderes Beispiel ist die seit 1987 bestehende, Nationen übergreifende Zusammenarbeit beim EGS Pilotprojekt in Soultz-sous-Forêts, welches 2010 seine Produktionsphase erreichte. Ebenfalls im Elsass ist ein weiteres französisch-deutsches Projekt lokalisiert, das Projekt GEOSTRAS. Es ist das einzige geothermische Vorhaben unter insgesamt 19 von der Europäischen Kommission ausgewählten Niedrig-Kohlenstoff-Projekten der NER300-Initiative. Die Planung sieht die Erzeugung von 6,7 MW_e Strom und 35 MW_{th} Wärme vor.

3 ENERGIEROHSTOFFE IN DER GLOBALEN ENERGIEVERSORGUNG

3.1 Erdöl

Weltweit und auch in Deutschland bleibt Erdöl weiterhin der wichtigste Energieträger mit einem Anteil von rund 33 % am Primärenergieverbrauch. Die Erdölförderung stieg erneut leicht an (1,6 %) auf ein neues Allzeithoch von 4.202 Mio. t (2012: 4.137 Mio. t).

Im Jahr 2013 stiegen die Erdölressourcen (konventionell und nicht-konventionell) um etwa 3 Mrd. t auf rund 334 Mrd. t Erdöl im Vergleich zum Vorjahr (Abb. 10). Die konventionellen Ressourcen allein blieben mit 161 Mrd. t in etwa unverändert. Durch eine verbesserte Datenlage wurden in einigen europäischen Ländern wie Norwegen, im Vereinigten Königreich oder in Dänemark die Ressourcen etwas höher eingeschätzt. Auch die Erdölmengen an nicht-konventionellen Ressourcen erhöhten sich geringfügig. Eine leichte Erhöhung gab es bei den Erdölressourcen aus dichten Gesteinen (Schieferöl/Tight Oil) in Kanada um gut 2 Mrd. t. Bei den Ölschiefer-Ressourcen hat sich die Datenlage insofern verbessert, als dass nun erstmalig für Serbien eine Einschätzung vorliegt. Dies und weitere kleinere Anpassungen führten zu einer Steigerung um 4,8 % auf nunmehr fast 102 Mrd. t an Erdölpotenzial aus Ölschiefern. Die Menge an nicht-konventionellen Erdöl-Ressourcen (Bitumen, Schwerstöl, Erdöl aus dichten Gesteinen) beträgt insgesamt rund 173 Mrd. t.

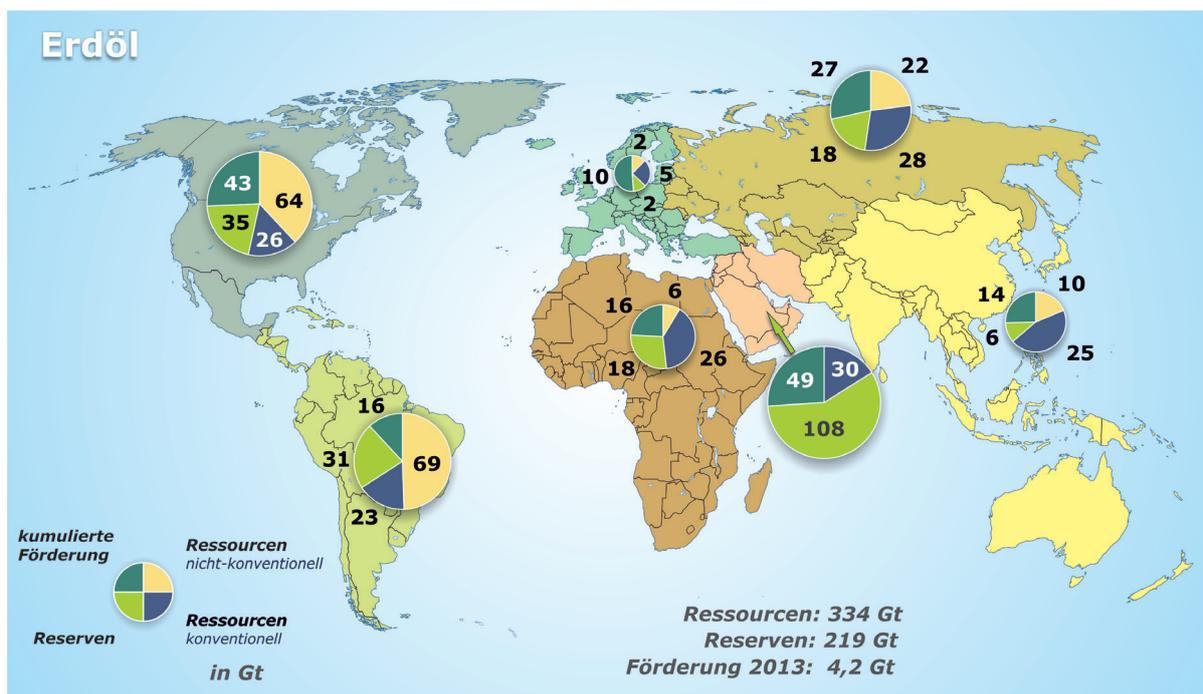


Abb. 10: Gesamtpotenzial an Erdöl 2013: Regionale Verteilung.

Die Gesamtmenge der Welt-Erdölreserven aus konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen stieg um fast einen Prozentpunkt auf 218,6 Mrd. t gegenüber dem Vorjahr. Dabei hat sich die Rangfolge der wichtigsten Länder nur unwesentlich verschoben. Erstmals konnten Erdölreserven aus dichten Gesteinen (Schieferöl/Tight Oil) für die USA und Kanada mit 260 Mio. t beziehungsweise 68 Mio. t ausgewiesen werden. Der Anteil der Erdölreserven aus nicht-konventionellen

Lagerstätten beträgt rund 22 % der Gesamtreserven. Nur fünf Länder, darunter Saudi-Arabien, Kanada, Venezuela, Iran und Irak verfügten über 60 % der Weltreserven. 93,5 % der Reserven finden sich in den 20 führenden Ländern, während die übrigen 6,5 % der Reserven sich auf 83 Länder verteilen. Alle 12 OPEC-Staaten befinden sich unter den Top 20 Ländern. Ihnen gehören fast 70 % der globalen Reserven. Auch regional zeigen sich klare Konzentrationen. So liegen in Nordafrika und dem Nahen Osten über die Hälfte der gesamten Erdölreserven (knapp 54 %) und unterstreichen damit die große Bedeutung dieser Region für die Verfügbarkeit von Erdöl. Im europäischen Raum lagern etwa nur ein Prozent der Reserven. Laut IEA (2013) werden etwa 80 % aller Erdölreserven von staatlichen Firmen kontrolliert, während sich die restlichen 20 % in privater Hand befinden. Seit Beginn der industriellen Erdölförderung wurden weltweit bis Ende 2013 rund 175 Mrd. t Erdöl gefördert. Damit sind bisher etwa 44,5 % der ursprünglichen Reserven (kumulierte Förderung und Reserven) von 394 Mrd. t verbraucht.

Die Welt-Erdölförderung stieg 2013 geringfügig um 1,6 % auf nun 4.202 Mio. t an. Wichtigste Förderregionen lagen im Nahen Osten, in Nordamerika und in den GUS-Staaten. Diese Länder und Regionen trugen bereits über 67 % zur weltweiten Erdölproduktion bei. Aus Europa stammen knapp 4 % der Förderung. Damit konnte es seine Quote gegenüber dem Vorjahr halten. Die förderstärksten Nationen Saudi-Arabien, Russland und die USA liegen mit Förderraten um die 500 Mio. t pro Jahr relativ dicht beisammen. Vor allem durch eine weitere Steigerung ihrer Förderung von Erdöl aus dichten Gesteinen konnten die USA ihre Gesamterdölförderung um über 12 % auf 485 Mio. t gegenüber dem Vorjahr steigern. Damit rücken sie näher an die Quoten von Russland und Saudi-Arabien heran, die beide mit über 520 Mio. t fast gleichauf liegen. Bei anhaltender Fördersteigerung der USA wäre das Land durchaus in der Lage, die führende Position bei der Erdölförderung in den kommenden Jahren einzunehmen. China konnte die vierte Position halten (208 Mio. t, plus 0,3 %) und liegt nun vor Kanada. Durch den weiteren Ausbau seiner Förderung von Erdöl aus Ölsanden konnte Kanada sein Gesamterdölaufkommen um 7,4 % steigern und den Iran einholen. Dieser musste infolge internationaler Sanktionen weitere Fördereinbußen von über 4 % hinnehmen. Die nachfolgenden wichtigen Förderländer wie die Vereinigten Arabischen Emirate (6,9 %), Kuwait (8,6 %), Venezuela (4,4 %), Irak (3 %) und Mexiko (13,4 %) haben ihre Förderung zum Teil erheblich ausgebaut. Norwegen konnte seine Förderung um gut 3 % steigern und damit die 14. Position halten, während Großbritanniens Förderung weiter abnahm (minus 8,8 %, 22. Position). In Libyen hatte sich die Erdölförderung zum Beginn 2013 weitgehend erholen können, doch durch wieder aufflammende Unruhen ab Mitte des Jahres war sie stark rückläufig und ging am Ende um 33,6 % gegenüber 2012 zurück.

Der weltweite Verbrauch an Mineralölprodukten ist gegenüber dem Vorjahr um 2,5 % (104,7 Mio. t) auf über 4.227 Mio. t angestiegen. Die Datenlage hat sich deutlich von 184 auf 199 erfasste Länder verbessert. Die Verbrauchszunahme ist aber weniger auf die verbesserte Datenlage, sondern mehr auf den weiteren Anstieg bei den führenden Großverbrauchern wie den USA, China, Japan, Indien, Russland und Brasilien (71 Mio. t Mehrverbrauch) zurückzuführen. Regionen wie Austral-Asien, Lateinamerika und Nordamerika verzeichneten die stärksten Anstiege. In Europa wurden 2,9 Mio. t weniger an Mineralöl verbraucht (minus 1 %). Die OECD-Länder sind für rund der Hälfte des verbrauchten Mineralöls verantwortlich, angeführt von den USA mit fast 20 %, gefolgt von China mit 12 %.

Die weltweit gehandelten Erdölmengen verringerten sich leicht im Vergleich zum Vorjahr. Die Exporte gingen um 1,2 % auf 2,1 Mrd. t zurück. In Afrika, im Nahen Osten und in Europa reduzierten sich die Exporte am stärksten. Für den Rückgang waren hier maßgeblich Förderrückgänge in Nigeria, Algerien und Libyen verantwortlich. Nord- und Lateinamerika konnten hingegen die Exporte deutlich steigern, dort insbesondere Kanada und Venezuela. Per Ausnahmeregelung konnten die USA ihre Erdölexporte nach Kanada auf rund 6,6 Mio. t fast verdoppeln.

Die weltweiten Importmengen sind um 2,5 % auf 2,1 Mrd. t zurückgegangen. Nordamerika und Europa haben ihre Importe am stärksten reduziert, während die Zunahme im Nahen Osten und Austral-Asien signifikant war. Bedingt durch die weiter steigende Eigenförderung an Erdöl aus dichten Gesteinen, benötigten die USA 38 Mio. t weniger an Importöl (minus 9 %) blieben aber mit 383 Mio. t weiterhin der weltgrößte Erdölimporteur. Vor allem Indien, Syrien und China mussten ihre Importe deutlich ausbauen. Deutschland, an sechster Position, hat 2013 etwa 90,4 Mio. t Erdöl eingeführt und damit rund 3 Mio. t weniger als 2012.

Der Jahresdurchschnittspreis für die Rohölreferenzsorte Brent ist im Vergleich zum Vorjahr von 111,70 auf 108,63 USD/bbl im Jahr 2013 gesunken. Der Preis bewegte sich in einer Bandbreite zwischen 98,09 USD/bbl (Mitte April) und 118,1 USD/bbl (Mitte Februar) auf einem über mehrere Wochen relativ gleichbleibendem Niveau. Der OPEC-Korbpreis verlief im Wesentlichen parallel zum Preisverlauf von Brent mit einem Abschlag von knapp 5 USD und einem Jahresdurchschnittspreis von 105,9 USD/bbl. Die US-amerikanische Referenzsorte West Texas Intermediate (WTI) hatte 2013 einen Durchschnittspreis von 97,92 USD/bbl und lag zeitweise mit über 20 USD/bbl ungewöhnlich tief unter dem Preis von Brent. Dies hing mit einem relativen Überangebot von Schieferöl auf dem amerikanischen Markt zusammen, das den WTI-Preis nach unten drückte und weltweit preisberuhigend wirkte.

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Ressourcen, Reserven, der Förderung und des Verbrauchs sowie der Exporte und Importe an Erdöl (jeweils die 20 wichtigsten Länder) liefern die Tabellen 10 bis 16 im Anhang.

Die Bedeutung von Erdöl als wichtigstes globales Handelsgut und Grundlage unserer modernen Wirtschaftssysteme bleibt ungebrochen. Auch 2013 nahm die weltweite Förderung an Erdöl weiter zu und erreichte einen neuen Höhepunkt. Eine grundsätzliche Trendwende in der Verwendung des Erdöls und damit des Förderverlaufs ist bislang nicht zu erkennen. Offen ist daher die Frage, wie lange die hohe und in vielen Teilen der Welt steigende Nachfrage, insbesondere in den Schwellenländern China und Indien noch gedeckt werden kann. Bezüglich der zukünftigen Verfügbarkeit von Erdöl besteht ein breites Spektrum an divergierenden Auffassungen. Diese reichen in ihren Vorhersagen von einem unvermeidlichen und unumkehrbaren Produktionsrückgang in nur wenigen Jahren bis dahin, dass Erdöl als dominierender Energieträger noch für Jahrzehnte bedarfsdeckend zur Verfügung stehen wird. In jedem Fall ist Erdöl derjenige Energierohstoff, dessen Erschöpfung am weitesten voran geschritten ist (BGR 2009). Aus Sicht der BGR ist unter den derzeitigen geologischen und technischen Rahmenbedingungen eine moderate Steigerung der weltweiten Erdölproduktion bis über das Jahr 2030 hinaus möglich. Eine signifikante Steigerung der Förderung von konventionellem Erdöl ist insgesamt nicht zu erwarten. Zuwächse in der Förderung erfolgen wahrscheinlich primär bei Kondensat (aus der verstärkten Erdgasförderung), nicht-konventionellem Erdöl (Bitumen aus Ölsand und Erdöl aus dichten Gesteinen) und durch Technologiefortschritte. Auch Neufunde insbesondere in den Frontierregionen (Arktis, Tiefwasser) werden weiterhin zur Versorgung beitragen.

3.2 Erdgas

Erdgas blieb auch in 2013 mit einem Anteil von 23,7 % (BP 2014) am globalen Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittgrößter Energieträger. Der weltweite Erdgasverbrauch stieg lediglich um 1,3% (Vorjahr 2,2 %) und lag damit erneut unter dem historischen Durchschnitt von 2,6 %. Erdgas wird vielfach als „Brückenenergie“ mit starken Wachstumspotenzialen betrachtet. Sein Anteil am weltweiten Energiemix blieb allerdings im Vergleich mit 2012 nahezu konstant. Während in Europa und der GUS weniger Erdgas verbraucht wurde, nahm der Verbrauch in allen anderen Regionen der Welt zu, insbesondere im Nahen Osten.

Die mit Abstand größten Erdgasressourcen (konventionell und nicht-konventionell) werden für Russland ausgewiesen, gefolgt von China, den Vereinigten Staaten von Amerika, Kanada und Australien. Mit mehr als einem Drittel verfügt Russland zudem über die umfangreichsten konventionellen Erdgasressourcen der Welt vor den USA, China, Saudi Arabien und Turkmenistan. Insgesamt werden die weltweiten Erdgasressourcen der kommerziell genutzten konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen auf 638 Bill. m³ (Vorjahr 629 Bill. m³) geschätzt, einschließlich Aquifergas und Gashydrat sind es 845 Bill. m³ (Abb. 11 & Tab. 1). Beim nicht-konventionellen Erdgas dominieren die Schiefergasressourcen mit weltweit rund 206 Bill. m³, gefolgt von Tight Gas und Kohleflözgas (CBM). Beim Erdgas in dichten Sandsteinen und Karbonaten (Tight Gas) stehen länderbezogene, belastbare Abschätzungen nur sehr lückenhaft zur Verfügung, so dass das globale Potenzial mit 63 Bill. m³ deutlich unterbewertet ist. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Tight Gas in den meisten erdgashöffigen Becken vorkommt, insbesondere in paläozoischen Schichten. Zu den Ressourcen von Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat existieren bislang überwiegend globale Abschätzungen und nur wenige detaillierte Regionalstudien. Nach derzeitigem Kenntnisstand können weltweit 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 sehr geringen eigenen Ressourcen an konventionellen Energierohstoffen wie beispielsweise Japan ehrgeizige Projekte, um heimische Gashydratvorkommen in ihren eigenen ausschließlichen Wirtschaftszonen als potenzielle Energiequelle zu erschließen (vgl. Kapitel 4.3).

Die globalen Erdgasreserven erhöhten sich gegenüber 2012 um knapp 1% und werden mit Stand Jahresende 2013 auf 198 Bill. m³ (2012: 196 Bill. m³) geschätzt. Die globale Erdgasjahresförderung in 2013 konnte wie im letzten Jahr durch entsprechende Reservenzugewinne mehr als ausgeglichen werden. Der Anteil der nicht-konventionellen Reserven ist zurzeit im weltweiten Maßstab noch gering und wird dies vermutlich auch auf absehbare Zeit bleiben. Allerdings werden Tight Gas Reserven in aller Regel nicht separat ausgewiesen, sodass eine genauere Schätzung der Größenordnung im Rahmen einer globalen Erfassung nicht möglich ist. Signifikante Schiefergasreserven werden derzeit ausschließlich für die USA ausgewiesen. Sie lagen dort Ende 2012 bei 3.665 Mrd. m³ und waren damit um knapp 1,7% niedriger als im Vorjahr (3.728 Mrd. m³). Produktionsbereinigt (295 Mrd. m³ Schiefergasförderung in 2012) sind die Reserven jedoch um fast 7% gestiegen. Trotz der anhaltend vergleichsweise niedrigen US-amerikanischen Erdgaspreise ist eine negative Neubewertung der Schiefergasreserven bislang also nicht erfolgt.

Über die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven (53,7 %) sind in nur drei Ländern, Russland, Iran und Katar konzentriert; etwa 80% der globalen Reserven befinden sich in den Ländern der OPEC und der Gemeinschaft unabhängiger Staaten (Abb. 11).

Vor allem der gestiegene Verbrauch im Nahen Osten, Asien und Nordamerika bedingte die leichte Ausweitung der weltweiten Erdgasförderung in 2013 um etwa 33 Mrd. m³ (plus rund 1 %) auf 3.421 Mrd. m³. Der Anstieg blieb damit erneut deutlich unter den langjährigen historischen Wachstumsraten und lag darüber hinaus merklich unter dem Vorjahreswert. Gründe hierfür sind auch der Förderrückgang bei den reifen konventionellen Erdgaslagerstätten und die unzureichende Anbindung neuer Reserven in Folge zurückhaltender Investitionen in den Upstream-Bereich. Die größten Förderzuwächse kamen aus dem Nahen Osten, insbesondere Saudi Arabien und der GUS, hier vor allem aus Russland. Anfang 2013 erreichte dort das bereits 1965 entdeckte riesige (Supergiant) Erdgas-/Kondensatfeld Zapolyaroye seine maximale Förderkapazität von 130 Mrd. m³/Jahr und ist somit das förderstärkste Erdgasfeld in Russland. Den volumenmäßig höchsten Förderrückgang verzeichnete in Europa insbesondere Norwegen, gefolgt von Afrika (vor allem Ägypten).

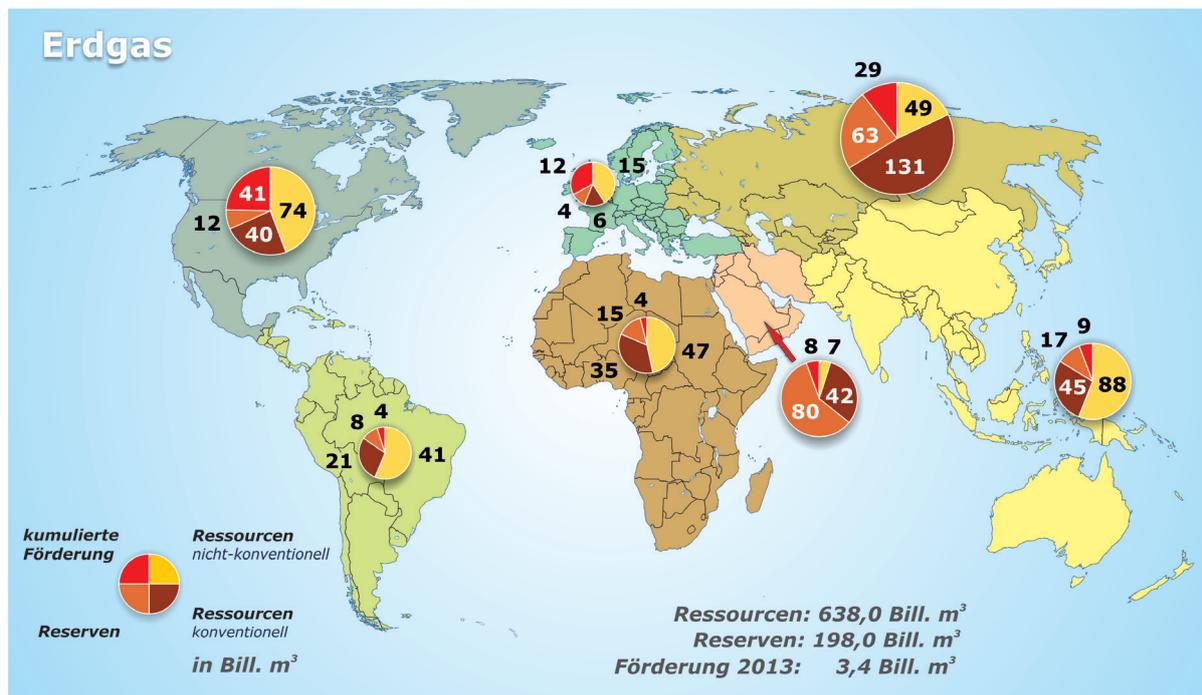


Abb. 11: Gesamtpotenzial an Erdgas 2013 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung.

Ein wachsender Eigenbedarf im Nahen Osten (plus 6,5 %) hat dort zu gesteigerten Aktivitäten bei der Erschließung von Erdgaslagerstätten und einer höheren Förderung beigetragen. Neben Projekten in Saudi Arabien (Karan) und den Vereinigten Arabischen Emiraten (Shah Feld) wurde zwecks Steigerung der Erdgasförderung in Oman mit der Erschließung des großen Tight Gas Erdgasfeldes Khazzan (Makarem) begonnen. Der Förderbeginn ist für 2017 geplant.

Mit der fortschreitenden Entwicklung seiner großen Erdgasfunde im Levantinischen Becken im östlichen Mittelmeer konnte Israel seine Förderung gegenüber 2012 um das 2,5-fache auf nunmehr 6,4 Mrd. m³ ausbauen.

Die USA blieben vor Russland und dem Iran weltgrößtes Erdgas-Förderland. Der Anstieg in den USA fiel aber mit knapp einem Prozent Wachstum wesentlich geringer aus als noch in den Vorjahren. Aufgrund der relativ niedrigen Erdgaspreise in den USA und den vergleichsweise hohen Preisen für Erdöl war es dort lukrativer, flüssige Kohlenwasserstoffe zu fördern. Die Produktion trockener Schiefergasvorkommen wurde daher teilweise zurückgefahren, und es fand eine Verlagerung der Förderstrategie hin zu einer bevorzugten Erschließung von Bereichen mit hohen Kondensat-Anteilen statt. Gleichwohl deckte das Land weiterhin über 90 % seines steigenden Erdgasverbrauchs aus heimischer Förderung und es ist geplant, bereits Ende 2015 verflüssigtes Erdgas (LNG) aus der Schiefergasförderung zu exportieren.

Russland konnte seine Förderung deutlich (plus 2,9 %) erhöhen, der Iran um 0,6 %. China förderte mit rund 119 Mrd. m³ zwar fast 8 % mehr Erdgas als ein Jahr zuvor, blieb damit aber recht deutlich hinter dem starken Verbrauchsanstieg von 13,7 % zurück. In der Förderung enthalten sind gut 2 Mrd. m³ CBM, rund 4 Mrd. m³ Grubengas und eine sehr geringe Menge (etwa 200 Mio. m³) Schiefergas. Andererseits förderte Indien fast 18 % weniger Erdgas als noch ein Jahr zuvor, bei Norwegen, einem für Europa wichtigen Erdgaslieferanten, waren es 6,7 % bzw. 7,7 Mrd. m³.

In Indonesien, einem der weltgrößten Exporteure von verflüssigtem Erdgas, ging die Förderung im Wesentlichen aufgrund mangelnder Investitionen erneut zurück (minus 8,2 %). Russland und die USA produzierten in 2013 zusammen gut 1,3 Bill. m³. Dies entspricht rund 38 % der globalen Erdgasförderung.

Der globale Erdgasverbrauch stieg 2013 um 1,3 % (Vorjahr 2,2 %) oder 44 Mrd. m³ auf rund 3.434 Mrd. m³ an. Der Zuwachs war damit deutlich geringer als noch im Jahr zuvor. Der mit Abstand größte Erdgasverbraucher waren die USA, gefolgt von Russland, China, Iran und Japan. Während die Nachfrage in Europa und der GUS insgesamt abnahm, stieg der Verbrauch in allen anderen Regionen der Welt an. China war das Land mit dem größten Verbrauchswachstum mit einem Anstieg um 13,7 % (Vorjahr 8,6 %). Hohe Zuwächse beim Verbrauch gab es auch im Nahen Osten (plus 6,5 %), hier besonders in Saudi-Arabien, den Vereinigten Arabischen Emiraten, Oman und Israel. Japan importierte 2013 rund 119 Mrd. m³ Erdgas, das gänzlich in verflüssigter Form eingeführt werden musste. Das Land ist hinter China der zweitgrößte Verbraucher in Asien und weltweit vor Deutschland der größte Importeur von Erdgas. Indien dagegen reduzierte seinen Erdgasverbrauch erneut (minus 12,6 %) und nutzte verstärkt andere fossile Energieträger, insbesondere Kohle.

Im Jahr 2013 wurden etwa 1.039 Mrd. m³ Erdgas und damit rund 30 % der weltweiten Erdgasförderung grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt, davon rund 31 % (325 Mrd. m³) als verflüssigtes Erdgas (LNG). Insgesamt hat der globale Erdgashandel gegenüber dem Vorjahr nur minimal zugenommen. Das Wachstum ging allein auf eine Zunahme beim leitungsgebundenen Transport zurück, insbesondere aus Russland. Mittelfristig ist jedoch eine deutliche Zunahme beim LNG Handel wahrscheinlich. Es ist davon auszugehen, dass bereits LNG exportierende Länder bzw. Regionen wie Australien, Afrika aber auch Russland dem Weltmarkt größere Mengen zur Verfügung stellen werden. Japan blieb der weltweit größte Importeur von verflüssigtem Erdgas, das aus einer Vielzahl (18) von Ländern stammte. Rund zwei Drittel wurden aber aus vier Ländern importiert, und zwar Australien, Katar, Malaysia und Russland. Hinter Katar war Malaysia der zweitgrößte Exporteur von LNG. Singapur ist auf dem Weg, das größte LNG-Handels- und Umschlagzentrum auf der Welt zu werden.

Weltweit existieren überregionale Erdgasmärkte, die noch weitgehend unabhängig voneinander funktionieren. In den Vereinigten Staaten wurde Erdgas aufgrund des hohen und weiterhin ansteigenden Anteils von Schiefergas zu den günstigsten Konditionen aller liberalisierten Märkte gehandelt. 2013 lag der durchschnittliche Erdgaspreis (Henry Hub Spotpreis) in den USA bei 3,7 USD/Million Btu. In Deutschland war Erdgas im Schnitt fast drei Mal so teurer, die Preise für LNG Importe nach Japan lagen 2013 zum Teil sogar um bis zum Fünffachen über denen der USA. Generell wird der Erdgaspreis maßgeblich durch die im Vergleich zu Erdöl und Kohle deutlich höheren spezifischen Transportkosten beeinflusst. Mittel- bis langfristig ist beim Erdgas eine Entwicklung hin zu einem globalen Markt zu erwarten, bei dem der Gas-Spotmarkt zunehmend an Bedeutung gewinnen wird.

Europa ist mit seinem wachsenden Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven entweder über Pipelines oder über LNG Anlandeterminals angeschlossen. Damit befindet sich der Europäische Erdgasmarkt grundsätzlich in einer relativ komfortablen Position, geopolitische Risiken bleiben 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 17 bis 23 im Anhang.

3.3 Kohle

Unter den fossilen Energierohstoffen ist Kohle der Energieträger mit den bei weitem größten globalen Reserven und Ressourcen. Mit einem Anteil von 30,1 % (Hartkohle 28,4 %, Weichbraunkohle 1,7 %) am globalen PEV war Kohle im Jahr 2013 hinter Erdöl der zweitwichtigste Energieträger (BP 2014). Zu der weltweiten Stromerzeugung trug Kohle in 2012 mit einem Anteil von rund 40 % bei und damit mehr als jeder andere Energieträger (IEA 2014c).

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. Aufgrund des vergleichsweise hohen Energieinhalts ist Hartkohle günstig zu transportieren und wird weltweit gehandelt. Dagegen wird Weichbraunkohle (Energieinhalt < 16.500 kJ/kg) aufgrund des geringeren Energie- und höheren Wassergehaltes primär lagerstättennah verwertet und dabei zumeist verstromt.

Die Kohlegesamtrressourcen (Summe aus Reserven und Ressourcen) erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr trotz einer Verringerung der globalen Kohlereserven. Ende 2013 waren weltweit Kohlereserven in Höhe von 968 Gt nachgewiesen, die sich auf 688 Gt Hartkohle und 280 Gt Weichbraunkohle verteilen. Damit ergeben sich bei den Reserven gegenüber der vorherigen Studie (BGR 2013) signifikante Veränderungen insbesondere bei den Hartkohlereserven (minus 11,7 %). Diese Verringerungen basieren auf neuen Erkenntnissen und daraus resultierenden Neubewertungen vor allem bei den Hartkohlereserven Chinas (nach WANG ET AL. 2013) und Südafrikas (nach COUNCIL FOR GEOSCIENCE 2012). Gleichzeitig erhöhten sich die Kohleressourcen auf 22.089 Gt (plus 3,5 %) sowohl aufgrund von Explorationstätigkeiten als auch Neubewertungen. Dies betrifft vorrangig die Hartkohleressourcen in China (CHINA COAL RESOURCE 2014) sowie Südafrika (nach COUNCIL FOR GEOSCIENCE 2012) und die Weichbraunkohleressourcen in Australien (STATE GOVERNMENT OF VICTORIA 2014; HOLDGATE 2003).

Die Welt-Kohleförderung nahm im Jahr 2013 erneut leicht zu und erhöhte sich auf rund 7.969 Mt. Dies entspricht einer Steigerung von 0,2 % gegenüber dem Vorjahr. Davon entfielen 6.913 Mt (plus 0,8 %) auf Hartkohle und 1.056 Mt (minus 3,7%) 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 24 bis 35 im Anhang.

Hartkohle

Die regionale Verteilung der Hartkohlereserven, -ressourcen und der geschätzten kumulierten Produktion ab 1950 ist in Abbildung 12 dargestellt. Über das größte verbleibende Potenzial an Hartkohle verfügt die Region Austral-Asien mit 7.516 Gt, gefolgt von Nordamerika mit 6.873 Gt und der GUS mit rund 2.969 Gt. Über die weltweit größten Hartkohlereserven verfügen die USA mit 223 Gt (32,5 % Weltanteil). Die VR China folgt mit rund 121 Gt (17,5 %) vor Indien mit rund 82 Gt (11,9 %). Danach folgen Russland (10,1 %), Australien (9,0 %) und die Ukraine (4,7 %). Die bis 2018 subventioniert förderbaren Mengen (Reserven) Deutschlands betragen rund 0,03 Gt Hartkohle. Bei den Ressourcen verfügen allein die USA mit 6.458 Gt über rund 37 % der weltweiten Hartkohleressourcen, gefolgt von China (30,2 %) und Russland (14,8 %).

Die drei größten Hartkohleförderer in 2013 waren China mit einem Anteil von 51,1 % (3.533 Mt), die USA (11,9 %) und Indien (8,2 %). Während China und Indien – wie auch bereits in den

Vorjahren – ihre Produktion geringfügig um 0,8 % (China) bzw. 1,4 % (Indien) steigern konnten, sank die Förderung in den USA (minus 3,6 %). Allerdings fiel die Verringerung der Kohleförderung in den USA nicht so stark wie im Vorjahr aus, da der Einsatz von Kohle in der US-Stromerzeugung im Vergleich zu 2012 wieder geringfügig gesteigert wurde (EIA 2014). Dies wurde aufgrund der leicht gestiegenen US-Erdgaspreise auch erwartet. Auf die Europäische Union (EU-28) entfällt mit derzeit noch 114 Mt ein Anteil von 1,6 % an der globalen Hartkohleförderung.

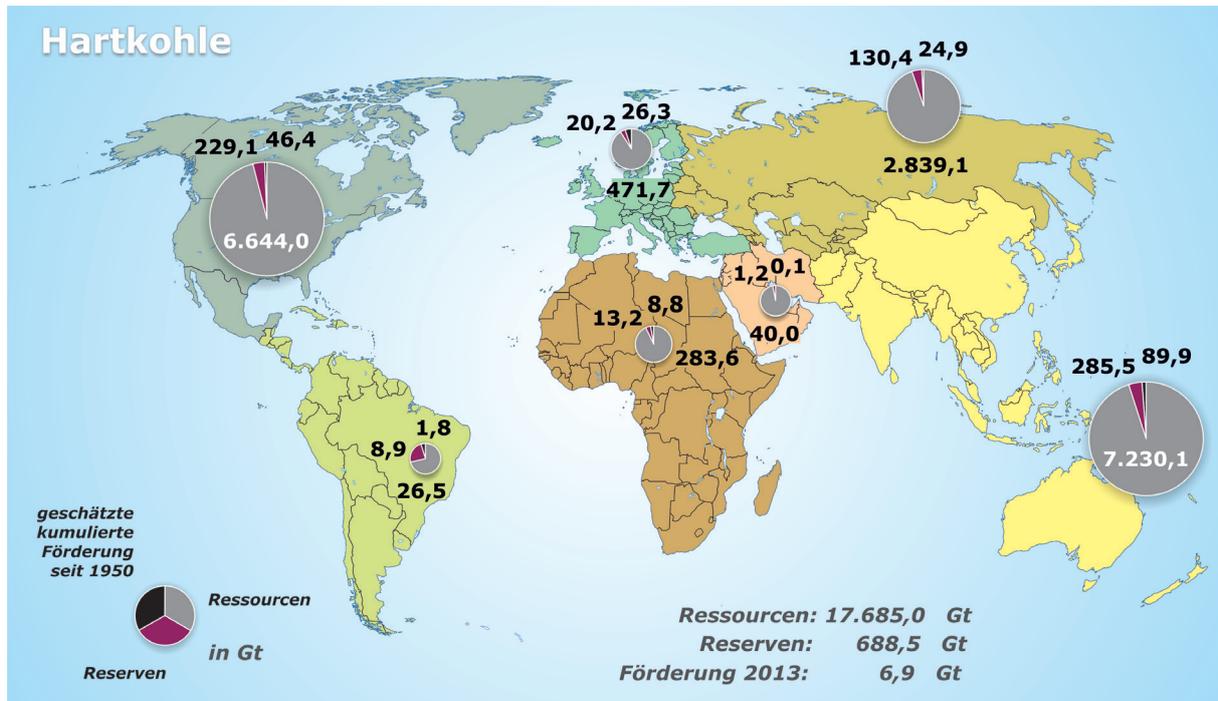


Abb. 12: Gesamtpotenzial Hartkohle 2013 (18.373 Gt): Regionale Verteilung.

Mit rund 1.349 Mt wurde 2013 etwa 19 % der geförderten Hartkohle weltweit gehandelt, davon 1.142 Mt seewärtig (VDKI 2014a). Damit erhöhte sich das weltweite Handelsvolumen von Hartkohle um rund 7 % gegenüber dem Vorjahr. Neben dem weiter gestiegenen Kohlebedarf, insbesondere im asiatischen Raum, unterstützten ebenfalls die seit Anfang 2012 nahezu kontinuierlich sinkenden Kohleweltmarktpreise sowie niedrige Frachtraten den weiteren Anstieg im globalen Kohlehandel. Indonesien dominierte den Hartkohleweltmarkt mit Exporten in Höhe von 424 Mt (31,5 %), gefolgt von Australien (26,6 %) und Russland (10,6 %). Hingegen sanken die Hartkohleexporte der USA um rund 7 Mt auf 107 Mt (minus 6 %).

Die höchsten Hartkohleimporte verzeichneten China, Japan und Indien mit einem Volumen von zusammen rund 689 Mt (52 %). China steigerte 2013 seine Importe gegenüber dem Vorjahr (289 Mt) nochmals um 13 % auf nunmehr 327 Mt. Damit entfiel 2013 rund ein Viertel der globalen Hartkohleimporte auf China. Auch Japan als zweitgrößter Importeur erhöhte gegenüber dem Vorjahr seine Einfuhren um 3 % auf rund 192 Mt. Indien importierte mit 170 Mt fast ein Viertel mehr als im Vorjahr und könnte in naher Zukunft Japan, wo die baldige Wiederinbetriebnahme mehrerer nach der Fukushima-Katastrophe stillgelegter Kernkraftwerke geplant ist und somit zu einer Verringerung der Kohlestromnachfrage führen dürfte, als zweitgrößten Kohleimporteure ablösen. Wie schon in den Vorjahren dominiert Asien den globalen Hartkohleimport-Markt mit einem Anteil von mittlerweile 72 %. Mit 213,4 Mt entfiel nur noch rund ein Sechstel der weltweiten Hartkohleimporte auf die Europäische Union (EU-28), die damit rund zwei Drittel ihres Hartkohlebedarfs deckt.

Die nordwesteuropäischen jahresdurchschnittlichen Spotpreise für Kraftwerkskohlen (Häfen Amsterdam, Rotterdam oder Antwerpen; cif ARA) verringerten sich von 109,15 USD/t SKE im Jahr 2012 um rund 14 USD/t SKE (minus 12 %) auf 95,52 USD/t SKE im Jahr 2013 (VDKI 2014b). Wie bereits im Vorjahr verringerten sich die Importpreise für Kraftwerkskohlen aufgrund eines weiterhin und voraussichtlich mittelfristig anhaltenden Überangebotes auf dem Weltmarkt. Im Gegensatz zu den zwei vorangegangenen Jahren verringerten sich nach vorläufigen Schätzungen die europäischen Kohleimporte 2013 geringfügig um rund 2 %.

Die Verringerung der Koks-kohlenpreise setzte sich auch 2013 fort. Zwar stiegen die Preise Anfang 2013 zuerst geringfügig auf etwa 170 USD/t an. Bis zum Sommer 2013 verringerten sich jedoch die Koks-kohlenpreise auf rund 135 USD/t. Im Herbst 2013 erholten sich die Preise nochmals auf bis zu 150 USD/t, um dann allerdings bis zum Dezember wieder auf 138 USD/t zu fallen. Der Preisverfall hielt bis zum Sommer 2014 an. Seit Juli 2014 liegt der Koks-kohlenpreis bei etwa 114 USD/t (VDKI 2014a, IHS McCLOSKEY 2014). Damit verringerte sich der Koks-kohlenpreis um fast zwei Drittel in den letzten drei Jahren. Im zweiten Quartal 2011 lag das Preisniveau bedingt durch die Folgen der massiven Überschwemmungen im Bundesstaat Queensland in Australien und dem dadurch stark eingeschränkten Angebot an hochwertiger Koks-kohle noch zwischen 300 und 330 USD/t (nominales Preis-Allzeithoch).

Infolge der gesunkenen Kohleweltmarktpreise kam es auch 2013 und 2014 zu weiteren Schließungen von Gruben mit hohen Produktionskosten, vorrangig in den USA, Australien und China. Gleichzeitig reagierte die Produzentenseite mithilfe von Kostensenkungsprogrammen (i. W. Produktivitätssteigerungen) auf die veränderten Weltmarktpreise. Zusätzlich kam es für die Produzenten in vielen Exportländern zu Entlastungen aufgrund externer Faktoren wie Währungseffekte (erstarkender US-Dollar) sowie sinkende Erdöl- und damit Treibstoffpreise. Im Vergleich zu den Vorjahren nahm der globale Kohleverbrauch (Kraftwerks- und Koks-kohle) nur leicht zu, während sich die Fördermengen sowohl durch die Inbetriebnahme neuer Grubenkapazitäten als auch durch Produktivitätserhöhungen in produzierenden Gruben weiter erhöhten. Damit erscheinen Preiserhöhungen bei Kraftwerks- und Koks-kohlen in naher Zukunft unwahrscheinlich. Voraussichtlich wird sich die vor zwei Jahren aufgrund fallender Kohleweltmarktpreise begonnene Phase von Grubenschließungen weltweit verstärken und auch die noch verbliebene europäische Hartkohleindustrie vor große Herausforderungen stellen.

Selbst China, welches aufgrund des bisher nahezu stetig gestiegenen Bedarfs seine Kohle-Produktionskapazitäten seit dem Beginn des neuen Millenniums mehr als verdreifacht hat, weist nun Überkapazitäten auf. Das Land, welches mittlerweile mehr als die Hälfte des globalen Hartkohlebedarfs auf sich vereint, treibt daher die Restrukturierung des Kohlesektors und dabei insbesondere die Schließung von kleinen Gruben mit geringen Produktionskapazitäten voran. Gleichzeitig wurde 2014 die heimische Kohleförderung gedrosselt und Kohleimportzölle im Oktober 2014 zum Schutze der heimischen Kohleindustrie (wieder-) eingeführt. Diese und weitere Maßnahmen werden für das Jahr 2014 voraussichtlich dazu führen, dass in China erstmals seit vielen Jahren sowohl die Förderung als auch die Importe gegenüber dem Vorjahr leicht zurück gehen werden. Auch ein leicht verringerter Verbrauch zeichnet sich ab. Nach mehr als einem Jahrzehnt mit sehr hohen Zuwächsen bei der chinesischen Kohleförderung und des Kohleverbrauchs wird zukünftig eine erhebliche Abschwächung dieses Trends erwartet (IEA 2014a). Weitere, insbesondere asiatische, Länder wie beispielsweise Indien, Malaysia, Thailand, die Philippinen und auch Vietnam dürften zur Deckung ihres steigenden Energiebedarfs den Kohleverbrauch in den kommenden Jahren signifikant steigern. Allerdings ist dabei aus heutiger Sicht kein zweiter „China-Kohle-Effekt“ zu erwarten.

Weichbraunkohle

Nordamerika verfügt mit rund 1.519 Gt über das größte verbleibende Potenzial an Weichbraunkohle, gefolgt von Austral-Asien (1.373 Gt) und der GUS (1.372 Gt, inklusive Hartbraunkohle) (Abb. 13). Von den 2013 weltweit bekannten 280 Gt an Weichbraunkohlereserven lagern mit 90,7 Gt (inklusive Hartbraunkohle) rund ein Drittel in Russland (32,4 % Weltanteil), gefolgt von Australien (15,8 %), Deutschland (14,4 %), den USA (10,9 %) und Indonesien (3,2 %). Die USA verfügen mit rund 1.368 Gt (31,1% Weltanteil) über die größten Weichbraunkohleressourcen vor Russland (28,9 %, inklusive Hartbraunkohle) und Australien (9,1 %). Aus nur 11 von 37 Förderländern wurden 2013 gut 82 % der Welt-Weichbraunkohleförderung in Höhe von 1.056 Mt erbracht. Deutschland, welches gegenüber dem Vorjahr die heimische Förderung um rund 1 % verringerte, war mit einem Anteil von 17,3 % (183 Mt) der größte Weichbraunkohleproduzent vor China (13,9 %) und Russland (6,9 %, inklusive Hartbraunkohle).

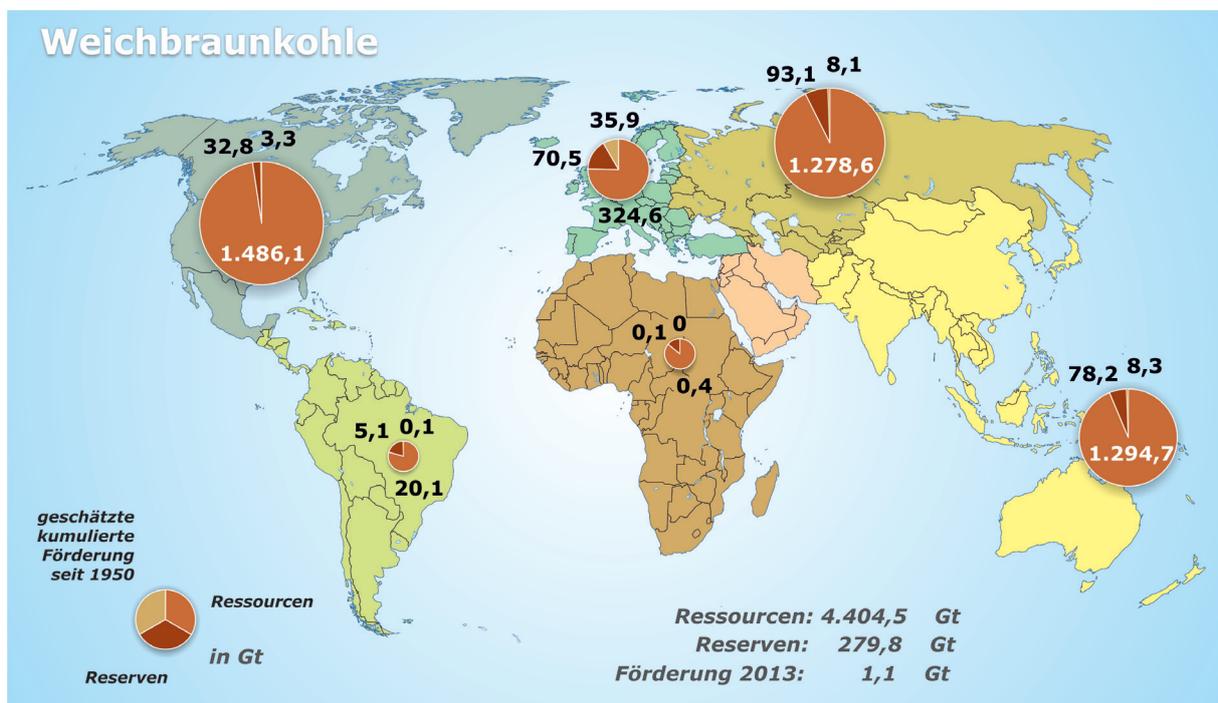


Abb. 13: Gesamtpotenzial Weichbraunkohle 2013 (4.684 Gt): Regionale Verteilung.

3.4 Kernbrennstoffe

Uran

In Zeiten der Beendigung der Nutzung der Kernenergie zur kommerziellen Stromerzeugung in Deutschland verliert Uran als Ressource national an Bedeutung. International bleibt Uran aber weiterhin ein begehrter Energierohstoff von hoher Relevanz. Während in Europa die Nachfrage nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken wird, ist vor allem in Asien und im Nahen Osten mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Auch für die Regionen Nordamerika, Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden erwartet (IAEA 2013; OECD-NEA/IAEA 2014).

Die globalen Uranressourcen sind mit 13,4 Mt sehr umfangreich und gegenüber dem Vorjahr um 342 kt gewachsen. Zuwächse sind vor allem auf die Überführung von Vorräten aus niedrigeren in höhere Kostenkategorien zurückzuführen. Hauptsächlich die Re-Evaluierung von gesicherten Ressourcen in Australien, Kanada, China, Tschechien, Grönland, Kasachstan und Südafrika sind hierfür ausschlaggebend. Auch verstärkte Explorationsbemühungen der letzten Jahre trugen zu dem Anstieg bei. Minderungen von Ressourcen ergaben sich aufgrund einer Reduzierung der spekulativen Ressourcen, da Argentinien, Brasilien, Iran, Indien und Vietnam hier erstmalig keine Daten mehr veröffentlichten. Bedeutende Förderländer wie Kasachstan, Russland, Südafrika und die USA geben seit 2009 sowie Australien schon seit über 15 Jahren keine Angaben mehr zu spekulativen Ressourcen bekannt. Angesichts dieser meldebedingten Unsicherheiten sind die Ressourcenangaben in dieser Studie als konservativ anzusehen.

Im Unterschied zu anderen Energierohstoffen werden Vorräte von Uran (Reserven und Ressourcen) nach Gewinnungskosten unterteilt. Nach der Definition für Uranreserven liegt die Grenze der Gewinnungskosten bei < 80 USD/kg U. Allerdings sind die derzeitigen Gewinnungskosten in vielen Ländern deutlich höher. Abbildung 14 illustriert den Zusammenhang zwischen den verschiedenen Ressourcenkategorien. Die horizontale Achse beschreibt den geologischen Kenntnisstand und die Gewissheit über eine bestimmte Vorratsmenge. Die vertikale Achse hingegen gibt den wirtschaftlichen Aufwand der Gewinnung des Vorrates 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 (oliv) betrachtet.

Eine rein statische Betrachtung der wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U spiegelt die realen Verhältnisse nur bedingt wieder. Die Produktionskosten vieler Minen liegen derzeit über dem Spotmarktpreis. Die durchschnittlichen Gewinnungskosten liegen bei 130 USD/kg U (URAM 2014). Ausnahmen bilden die sogenannten In-Situ-Leaching (ISL) Projekte, die schon ab 40 USD/kg U Uran gewinnen können (im Durchschnitt: 60 - 75 USD/kg U). Diese Heterogenität in den verschiedenen Abbauklassen erschwert eine Vergleichbarkeit. Um der enormen Spannbreite der existierenden Gewinnungskosten gerecht zu werden, werden in der vorliegenden Energiestudie die Vorräte der Kostenkategorie < 80 USD/kg U und < 130 USD/kg U im Anhang gegenübergestellt (Tab.38 und Tab.39). Wohlwissend, dass einige Länder wie Australien die Vorräte der Kostenkategorie < 130 USD/kg U als wirtschaftlich gewinnbar betrachten, werden diese hier weiterhin als Ressourcen geführt. Mit diesem konservativen Ansatz gelten ausschließlich die Uranvorkommen in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U als Reserven. Alle Vorräte mit höheren Gewinnungskosten werden derzeit als Ressourcen betrachtet, auch wenn diese schon zum Teil abgebaut werden.

Bei den Uranreserven ergeben sich damit erhebliche Änderungen gegenüber dem Vorjahr. Bereits in den vergangenen Jahren wurden in Ländern mit hohen Gewinnungskosten die Reserven in höheren Kostenkategorien ausgewiesen. Australiens Reserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U reduzierten sich deshalb 2012 bereits um fast 22 % und werden seit 2013 nicht mehr aufgeführt.

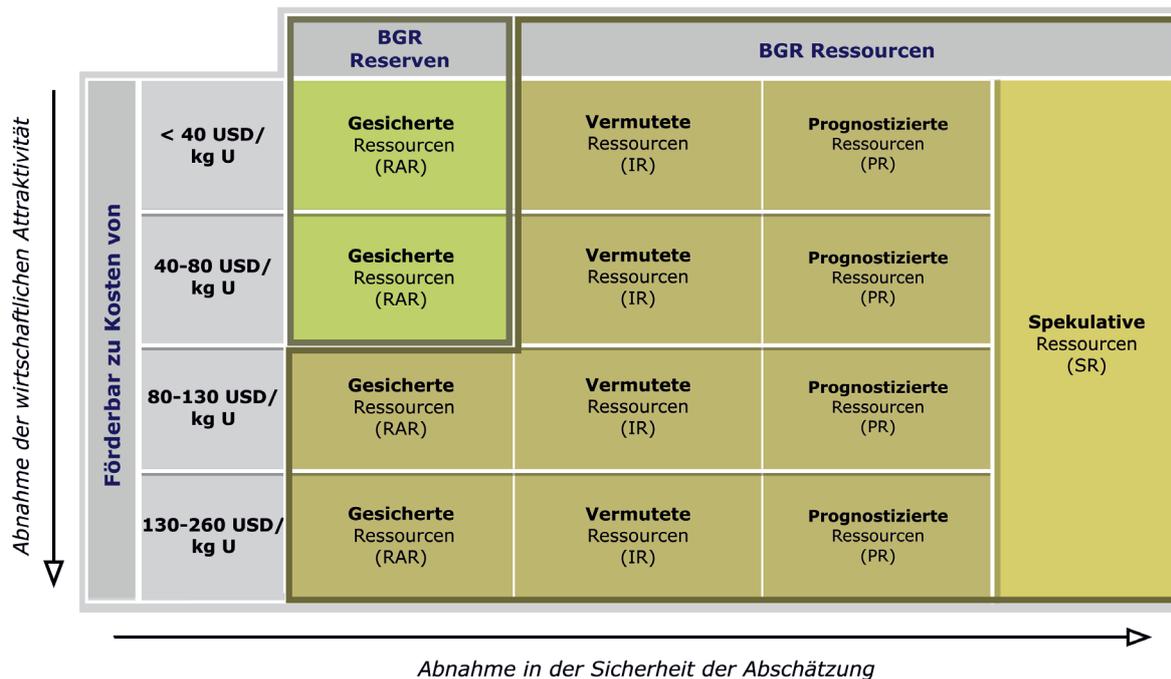


Abb. 14: Darstellung der Uranvorratsklassifikation nach Kostenkategorien (verändert nach IAEA 2013 und OECD-NEA/IAEA 2014).

So ist der Hauptteil der Reduzierung der globalen Uranreserven dem Wegfall der australischen Reserven (rund 962.000 t U) in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U geschuldet. Auch zahlreiche weitere Länder überführten große Teile ihrer Reserven in die Kostenkategorie < 130 USD/kg U (vgl. Tab. 38 < 80 und Tab. 39 < 130). Daher halbieren sich nahezu die globalen Uranreserven für das Berichtsjahr 2013. Die derzeitigen Uranreserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U belaufen sich auf 1,2 Mt (2012: 2,16 Mt). 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. 15).

In Anbetracht gestiegener Gewinnungskosten wird in vielen Ländern Uran auch zu höheren Kosten gewonnen. Australien bleibt trotz Reduzierung der Reserven in der Kostenkategorie < 80 USD/kg U weiterhin eines der wichtigsten Produzenteländer der Welt. Mit Blick in die nächsthöhere Kostenkategorie (< 130 USD/kg U, Tab. 39) wird deutlich, dass Australien dort mit merklichem Abstand die größte Menge an Uranressourcen aufweist. Rund 75 % der Ressourcen in der Kategorie RAR < 130 USD/kg U, Tab. 39) befinden sich in Australien, Kanada, Niger, Kasachstan, Namibia, Russland und den USA. Diese Länder sind auch die Hauptförderländer für Uran (vgl. Tab. 39 < 130 und Tab.40 U-Produktion 2013).

Die globale Uranproduktion stieg 2013 gegenüber dem Vorjahr um 2 % auf 59.630 t U. Rund 85 % der Produktion wurde von nur sechs Ländern erbracht. Größter Förderer war erneut Kasachstan. Mit 22.567 t U steigerte das Land erneut seine Produktion (2012: 21.317 t U; 2011:19.451 t U) und erbrachte damit allein fast 38 % der globalen Uranproduktion. Die kasachische Produktion wuchs seit 2006 um 400 %. Auf Kanada, Australien, Niger, Namibia und Russland entfielen zusammen 47 % der Weltförderung.

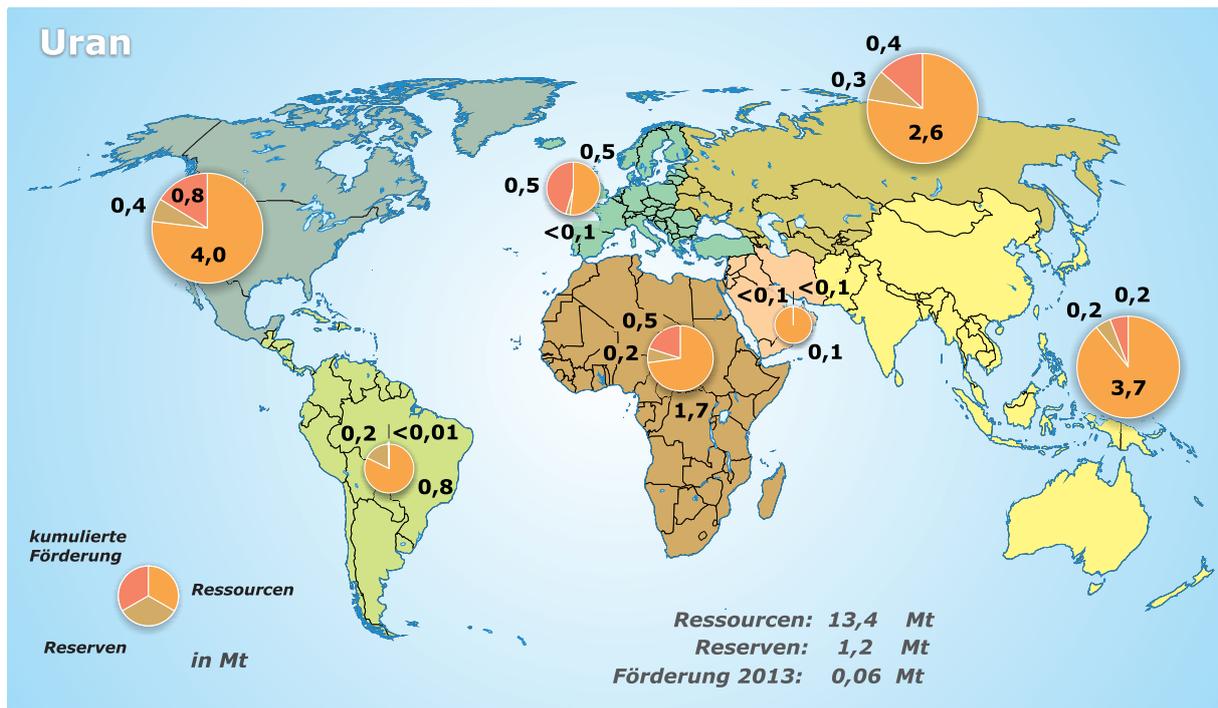


Abb. 15: Gesamtpotenzial Uran 2013: Regionale Verteilung.

Die Uranproduktion konzentriert sich wie in den Vorjahren auf einige wenige große Konzerne. So wurden 2013 rund 82 % der Weltproduktion von lediglich acht Bergbaugesellschaften erbracht. Über die Hälfte des weltweit geförderten Urans entfällt auf die Konzerne Kazatomprom (Kasachstan) (16 % Weltanteil), Areva (Frankreich) (15 %), Cameco (Kanada) (15 %) und ARMZ/Uranium One (Russland/Kanada) (14 %). Größte Einzelproduktionsstätte blieb weiterhin McArthur River, Kanada (7.744 t U, 13 % der Weltproduktion), gefolgt von Olympic Dam, Australien (3.399 t U, 6 %), Somair, Niger (2.730 t U, 5 %), und Torkuduk, Kasachstan (2.563 t U, 4 %).

Auf der Verbraucherseite zeigt sich ein, wenngleich regional unterschiedlich, ähnliches konzentriertes Bild. So wird das geförderte Uran zum größten Teil von nur sehr wenigen Ländern verbraucht. Über die Hälfte des globalen Uranbedarfs entfallen auf die drei Länder USA, Frankreich und China. Der weltweite Bedarf an Uran belief sich für 2013 auf 65.068 t U (ein Minus von 2.922 t U zu 2012). Hauptgrund ist die seit 2011 fortdauernde Abschaltung der 48 Reaktoren in Japan. So fiel der japanische Uranbedarf von 4.636 t U in 2012 auf 366 t U in 2013. Das entspricht einer Verringerung um 92 %. Durch die Abschaltung von acht Kernkraftwerken in Deutschland 2011 verringerte sich der Uranbedarf hier weiter auf 1.889 t U (vgl. Kapitel 2.2). Zuwächse des Uranbedarfs sind vor allem in Indien und Finnland zu verzeichnen.

Weltweit wird Uran hauptsächlich über langfristige Lieferkontrakte gehandelt. Uranlieferungen an die Mitgliedsstaaten der EU lagen 2013 bei 17.023 t U (ein Minus von 1.616 t U oder 8,7 %). Der Anteil von Lieferungen aus Spotmarkt-Verträgen lag bei lediglich 7,1 % (EU 2014).

Der bereits 2011 eingesetzte und auch 2013 anhaltende Rückgang des Uranspotmarktpreises setzte den globalen Uranmarkt weiterhin unter Druck und stellte die Wirtschaftlichkeit verschiedener Minen und Explorationsprojekte in Frage. So fielen im Jahresverlauf 2013 die Spotmarktpreise von 114 auf 89 USD/kg U. Betrug der Spotmarktpreis im Januar 2011 noch rund 188 USD/kg U, so halbierte er sich verglichen mit dem heutigen Stand. Hinzu kommt, dass durch die Abschaltung der

Reaktoren in Japan und Deutschland derzeit ein Überangebot an Uran aus Lagerbeständen besteht. Der Uranpreis hat an den Stromproduktionskosten nur einen geringen Anteil (WNA 2014a), ist aber für die Entwicklung von neuen Explorations- und Abbauprojekten maßgebend. In vielen Explorationsprojekten wurden Investitionen zurückgezogen oder reduziert. Die Zahl der ruhenden oder verzögert fortgeführten Projekte steigt. Trotz gefallener Spotmarktpreise profitieren viele Uranproduzenten noch von bestehenden Langzeitverträgen, die meist eine höhere Preisgarantie beinhalten.

Mittel bis langfristig ist weltweit eine steigende Nachfrage zu erwarten. Besonders der steigende Energiebedarf in Schwellen- und Entwicklungsländern wird voraussichtlich einen steigenden 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, Großbritannien, Rumänien, Russland, 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 soll ein erster Reaktor mit Hilfe Russlands bis 2021 gebaut werden.

Ende 2013 befanden sich 70 Kernkraftanlagen in 15 Ländern im Bau, darunter in China (29), Russland (10), Indien (6), USA (5), Südkorea (5), Slowakei (2), Japan (2), Pakistan (2), Taiwan (2), Vereinigte Arabische Emirate (2), Argentinien (1), Brasilien (1), Finnland (1), Frankreich (1) sowie erstmalig in Weißrussland (1). Dies sind zwei Anlagen mehr als 2012. Weitere 125 Kernkraftwerke befinden sich weltweit in der Planungs- bzw. in der Genehmigungsphase. Stilllegungen gab es in den USA (4) sowie in Kanada (2). Neu in Betrieb genommen wurden drei Kernkraftwerke in China und eins in Indien. Von den in 2013 weltweit 437 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken mit einer Gesamt-Bruttoleistung von 393 GW_e (DAF 2014) wurden rund 65.068 t Natururan verbraucht. Der Hauptteil davon stammte mit 59.630 t aus der Bergwerksproduktion.

Die Welt-Bergwerksförderung von Uran lag in den vergangenen fünf Jahren zwischen 50.773 und 59.630 t U, bei einem jährlichen Verbrauch von über 60.000 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 2014b). Mit der letzten Lieferung russischen LEUs im November 2013 endete die zweite Phase der START-Verträge. Einen Nachfolgevertrag zur Abrüstung weiterer Atomwaffen um diese zivil zu nutzen, haben beide Staaten bereits 2010 initiiert und 2011 ratifiziert. Dieser NEW-START Vertrag hat bis 2020 Gültigkeit.

Zusätzlich zur Bergwerksförderung steht damit für den künftigen Verbrauch Uran aus Lagerbeständen und der Abrüstung von Kernwaffen zur Verfügung. Eine weitere Quelle für Uran ist die Wiederaufarbeitung von Brennelementen. Hier wird aktuell verstärkt an der Effizienzerhöhung von wieder aufbereitetem Material geforscht.

Aus geologischer Sicht steht ein ausreichendes Potenzial zur Verfügung, um eine langfristige weltweite Versorgung mit Uran gewährleisten zu können. Die aktuelle Reduzierung von 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, Tiefbau) rückläufig. Das sogenannte In-Situ Leaching (ISL) ist bei den Uranabbauverfahren mit einem Anteil von 45 % führend. Die durchschnittlichen Gewinnungskosten liegen hier unter 80 USD/kg U (Stand: 2013).

Eine Zusammenstellung der länderspezifischen Förderung, des Verbrauches sowie der Reserven und Ressourcen an Uran liefern die Tabellen 36 bis 41 im Anhang.

Thorium

Thorium gilt aus wissenschaftlicher Sicht als mögliche Alternative zum Uran. Derzeit wird es aber nicht für die Energieerzeugung genutzt. Weltweit sind keine mit Thorium gespeisten kommerziellen Reaktoren in Betrieb. Thorium-Vorkommen 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- 10 g/t). Für 2013 werden gut 6,35 Mt Ressourcen ausgewiesen.

3.5 Tiefe Geothermie

Die Geothermie wird zu den erneuerbaren Energieträgern gezählt, da die Abnahme der im Erdinneren vorhandenen Erdwärme, in Relation zu menschlichen Zeiträumen vernachlässigbar ist. Obwohl die Geothermie ein riesiges Energiepotenzial hat, wird sie bislang nur wenig ausgeschöpft. Im Jahr 2013 wurden weltweit mit ihrer Hilfe 167 TWh gewonnen, davon 91 TWh_{th} thermisch, und 76 TWh_e elektrisch. Letzteres entspricht etwa 0,3 % des gesamten weltweit produzierten Stroms. Mit einem Zubau von 530 MW_e in 2013 erreichte die installierte Leistung geothermischer Kraftwerke damit über 12 GW_e. Das Wachstum der gesamten geothermischen Leistung betrug rund 4,5 % und lag damit leicht über dem Durchschnitt der Vorjahre (REN21 2014). Den Großteil der Stromversorgung decken mit annähernd 78 % weiterhin nicht-erneuerbare Energierohstoffe.

Die Begriffe Ressourcen und Reserven sind in Bezug auf die Geothermie nur bedingt anwendbar. Für eine Bewertung geothermischer Potenziale wird dagegen häufig das sogenannte technische Potenzial zugrunde gelegt. Dieses ist definiert als die bei voller Implementierung derzeit gängiger Technologien erzielbare Energiemenge (EJ/Jahr) ohne wirtschaftliche oder sozioökonomische Einschränkungen (IPCC 2011). Das technische Potenzial entspricht nicht dem im Bereich fossiler Energierohstoffe üblichen Begriff der Reserven, welche nachgewiesene und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen beinhalten. Es lässt sich eher mit Ressourcen vergleichen. Im Bereich der Geothermie wird unter Ressource der Anteil des zugänglichen Energievorrats verstanden, der sich beim gegenwärtigen Stand der Technik dem Untergrund entnehmen und für den sich potenziell auch eine wirtschaftliche Nutzung erwarten lässt (SCHULZ ET AL. 2013). Allgemein wird hierfür der Untergrund bis in maximal zehn Kilometer Tiefe betrachtet (IPCC 2011). Im Rahmen der vorliegenden Studie wird ausschließlich die elektrische bzw. thermische Nutzung der Tiefen Geothermie, d.h. zur Stromerzeugung bzw. Wärmenutzung berücksichtigt. Es gibt sowohl reine Heizwerke als auch kombinierte Heizkraftwerke. Letztere erzielen durch ihre Kopplung eine optimierte Energieausbeute. Neben den vorgegebenen Charakteristika des jeweiligen Energiebedarfs bestimmen naturgemäß unterschiedliche Temperaturbedingungen und das Vorhandensein bzw. die Art eines Wärmetransportmediums die Nutzungsart.

Global findet sich eine sehr differenzierte Lage zur Nutzung der Geothermie. Begünstigt sind Länder, die über Hochenthalpielagerstätten verfügen. Länder, wie USA, Indonesien, Philippinen

sind hier führend, da sie über bedeutende geothermische Anomalien verfügen, bedingt durch ihre geografische Nähe zu aktiven Plattenrändern. Langjährige positive Erfahrungen liegen in Europa zudem in Island und Italien vor. Nicht nur geologische Vorgaben, sondern auch staatenabhängige Ziele, Energieinfrastruktur, Wasserverfügbarkeit, Stand des technischen Wissens, Investitionsbereitschaft sowie politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen bestimmen die jeweilige Entwicklung. Global gibt es in 78 Ländern geothermische Projekte. Davon produzieren 24 Länder geothermischen Strom, hierunter acht europäische Staaten. Im Bereich der Stromgewinnung sind die weltweit führenden Nationen weiterhin die USA mit 3.389 MW_e, wobei etwa 80 % der gesamten amerikanischen geothermischen Kapazität in Kalifornien installiert sind. Dahinter folgen die Philippinen mit 1.848 MW_e, Indonesien 1.341 MW_e und Mexiko mit 1.017 MW_e. Die europäischen Länder führt Italien mit 875 MW_e an. Global liegt es damit auf dem fünften Platz, gefolgt von Island mit 660 MW_e. Umgerechnet auf die Einwohnerzahl erreicht Island den höchsten Wert und kann etwa die Hälfte seines Strombedarfs durch Geothermie decken. Für die europäischen Länder mit Daten für den Zeitraum 2012 belaufen sich die Gesamtwerte auf 1.848 MW_e und 4.306 MW_{th}. Abbildung 16 gibt einen Überblick über Tiefe Geothermie nutzende Länder weltweit. Auf Grund unvollständiger Daten basiert sie auf Daten der Jahre 2010 bis 2013. Eine umfassende Übersicht der elektrischen und direkten Nutzungen weltweit wird alle fünf Jahre anlässlich des World Geothermal Congress erstellt, der nächste findet 2015 in Melbourne, Australien statt. Im Jahr 2010 basierte die Zusammenstellung auf aktuellen Berichten von 68 Nationen (LUND UND BERTANI 2010).

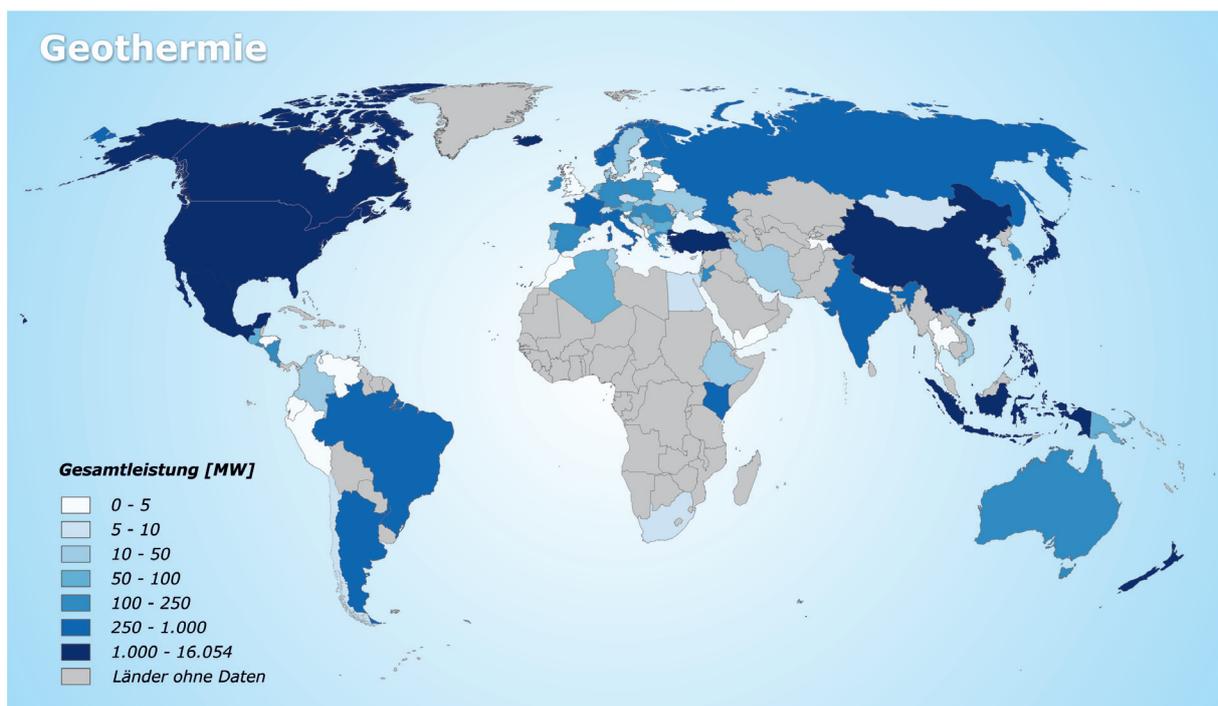


Abb.16: Tiefe Geothermie nutzende Staaten: Installierte Leistung (thermisch und elektrisch) auf Basis verfügbarer Daten im Zeitraum 2010 bis 2013.

Die Entwicklung der Geothermie in Afrika ist bislang auf wenige Länder im Bereich des ostafrikanischen Grabensystems begrenzt. Kenia besitzt seit 1981 das erste afrikanische Geothermiekraftwerk. Das voraussichtlich größte afrikanische Geothermiekraftwerk wird in Äthiopien entstehen. Mit US-amerikanischer und isländischer Unterstützung ist der Bau eines Kraftwerkes mit 1.000 MW installierter Leistung in der Corbetti Caldera geplant.

Außerhalb geothermisch vorteilhafter Regionen erweist sich die praktische Umsetzung und Wirtschaftlichkeit der Geothermie derzeit noch als schwierig. Da sowohl der technische Aufwand als auch das Fündigkeitsrisiko relativ hoch sind und Gebiete sich geologisch sehr unterscheiden, ergeben sich große Variationen in den Investitionskosten. Entsprechend gering ist vielerorts noch die Nutzung der Geothermie. Eine Zusammenstellung der länderspezifischen sowie regionalen Verteilung von elektrischer und thermischer Leistung und Verbrauch der Tiefen Geothermie liefert Tabelle 42 im Anhang. Regionale Daten zum technischen Potenzial (Ressourcen) bietet Tabelle 43.

Darstellung von weltweiten Geothermiedaten

Die Datenlage zu der Darstellung der Tiefen Geothermie ist nicht nur aufgrund von vielfältigen Quellen nur eingeschränkt darstellbar. Auch werden in vielen Ländern Energiedaten nicht systematisch erhoben und, dort wo Daten existieren, schwanken diese häufig länderabhängig in Qualität und Umfang. Die Datenerhebung, als auch deren aktuelle Veröffentlichung werden ebenfalls nicht einheitlich gehandhabt. So kann die Zeitspanne zwischen der Ermittlung zwei Jahre und mehr betragen. Zusätzlich werden Angaben mit differierenden Erhebungsparametern, unterschiedlichen Kategorien bzw. teils uneinheitlichen Zusammenfassungen veröffentlicht. Dies gilt speziell für elektrische Energie / thermische Energie; Oberflächennahe / Tiefe Geothermie; Einzel- und Gesamtkraftwerksanlagen; bereitgestellte / abgenommene Energie; Geothermiekraftwerke in Betrieb / im Bau / in Planung, Potential / Ressourcen. Auch sind Ausfallzeiten nicht immer deklariert und zugrundeliegende Annahmen und/oder Methoden der Datenerhebung und Kategorisierungen in den Berichten sind nicht eindeutig dokumentiert. Betroffen sind hiervon auch solche Zeitreihen, bei denen sich während des Erhebungszeitraumes Datengruppierungen änderten. Oft werden Daten zur Erdwärme zusammen mit anderen erneuerbaren Energien zusammengefasst und nicht einzeln aufgeschlüsselt. Dementsprechend besteht in der Sicherung der Datenqualität und der Nachvollziehbarkeit eine besondere Herausforderung für die Zusammenstellung von Geothermiedaten und ermöglicht in Teilen nur eine eingeschränkte Vergleichbarkeit.

4 ZUKÜNFTIGE VERFÜGBARKEIT FOSSILER ENERGIEROHSTOFFE

4.1 Angebotssituation und zukünftiger Bedarf

Mit der vorliegenden Studie wird, neben der Darstellung der Tiefen Geothermie, das weltweite geologische Inventar an nicht-erneuerbaren Energierohstoffen analysiert und länderbezogen dargestellt. 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 (2014a) genutzt werden (Abb. 17). Danach ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus geologischer 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 jeden 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 können. Insbesondere nicht-konventionelle KW-Vorkommen, deren Gewinnung schon heute im großen Maßstab erfolgt, tragen zu einer 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 wirtschaftlicher Gewinnung erfolgt. Aus geologischer Sichtweise absehbar limitiert ist lediglich die Verfügbarkeit von Erdöl. Die Produktion beginnt 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.

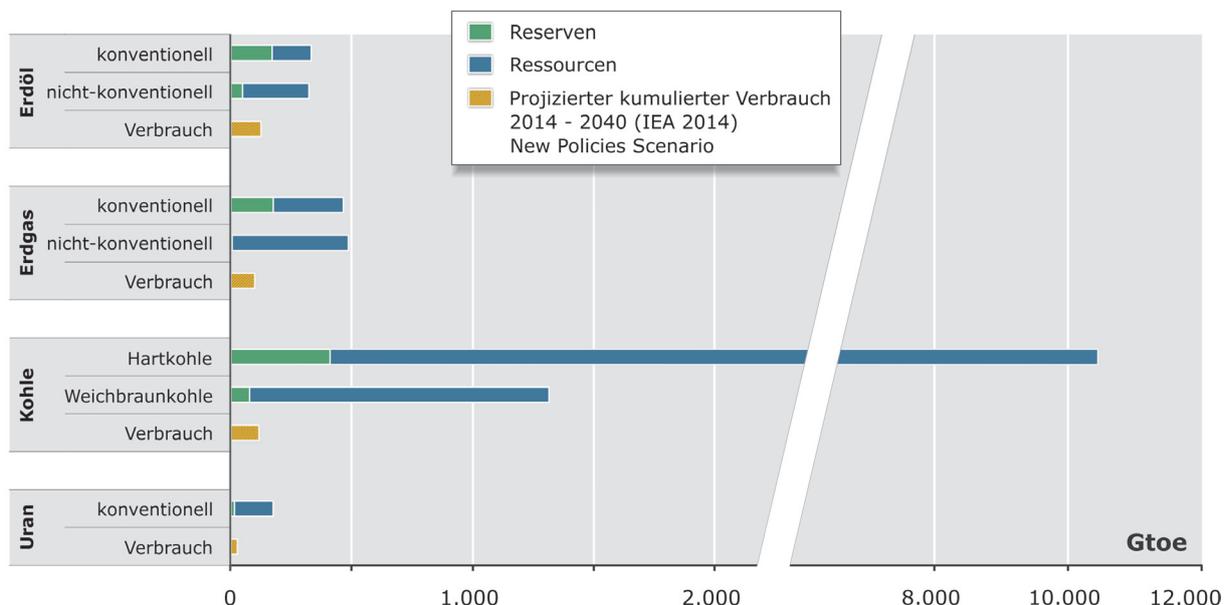


Abb. 17: Angebotssituation nicht-erneuerbarer Energierohstoffe Ende 2013.

4.2 Nutzen statt Abfackeln von Erdölbegleitgas - Chancen und Herausforderungen in Entwicklungsländern

Weltweit wurden 2011 rund 140 Mrd. m³ Erdölbegleitgas als Beiprodukt der Erdölförderung abgefackelt (GGFR 2012). Dies entspricht rund 4,2 % der globalen Erdgasförderung von 3.337 Mrd. m³ im Jahr 2011 (BGR 2012). Vor dem Hintergrund des Anstiegs der globalen Treibhausgasemissionen und einer steigenden Nachfrage nach Erdgas ist das Abfackeln von Erdölbegleitgas aus ökologischer und ökonomischer Sicht daher kritisch zu hinterfragen. Staaten und Unternehmen könnten durch die Verarbeitung und Vermarktung von Erdölbegleitgas potenzielle Mehreinnahmen in Höhe mehrerer Milliarden US-Dollar jährlich erzielen. Einige Studien schätzen den durchschnittlichen wirtschaftlichen Verlust pro Jahr durch das Abfackeln von Erdölbegleitgas weltweit auf 15 bis 20 Mrd. USD unter Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten für die Nutzung des Erdgases (GE ENERGY 2011). Die Einnahmeverluste auf Seiten der betroffenen Staaten, die Steuern und Abgaben einbüßen, liegen bei geschätzten 10 Mrd. USD bezogen auf einen Erdgaspreis von 2 USD pro Million British Thermal Units (MMBtu). Dieser entspricht dem Tiefstpreis in den USA im Jahr 2012. Hiervon am stärksten betroffen dürften diejenigen Entwicklungsländer sein, deren Bruttoinlandsprodukt wesentlich von den Einnahmen im Rohstoffsektor abhängig ist. Die klimapolitischen Auswirkungen sind ebenfalls enorm. Das Abfackeln von Erdölbegleitgas setzt erhebliche Emissionsmengen frei und macht rund ein Prozent der globalen CO₂-Emissionen aus (FARNEJAD 2013, UN 2013). Zusätzlich wird ebenfalls Methan freigesetzt, welchem ein höheres Treibhauspotenzial als CO₂ zugeschrieben wird. Wo Abfackeln und Abblasen unterbunden oder reduziert werden, können erhebliche Treibhausgasemissionen eingespart werden.

Definitionen: Abfackeln und Abblasen von Erdölbegleitgas

Bei der Produktion von Erdöl kann mitgeführtes Erdölbegleitgas entweder abgefackelt oder abgeblasen werden. Abfackeln und Abblasen von Erdgas bezeichnen zwei unterschiedliche Prozesse, bei denen das Erdgas entweder kontrolliert verbrannt wird (Abfackeln) oder unverbrannt in die Atmosphäre gelangt (Abblasen).

Abfackeln

Der Verband der Erdöl- und Erdgasproduzenten bezeichnet Abfackeln, im Englischen „flaring“, als das „kontrollierte Verbrennen von Erdgas, das zusammen mit Erdöl auftritt, im Zuge der Exploration und Produktion von Erdöl“. Dabei handelt es sich um Erdgas, das „aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht nutzbar ist“. Generell muss zwischen dauerhaftem und zeitweiligem Abfackeln unterschieden werden. Beim dauerhaften Abfackeln wird Erdölbegleitgas kontinuierlich ohne weitere Verwendung verbrannt, weil es unter den gegebenen Umständen, z.B. aufgrund hoher Investitionskosten für nicht vorhandene, benötigte Infrastruktur, nicht wirtschaftlich genutzt werden kann. Zeitlich begrenztes Abfackeln erfolgt zumeist aus sicherheitstechnischen Gründen. Zeitweises Abfackeln ist daher nicht immer zu verhindern und kann deshalb auch bei strengen Vorgaben und Verboten nicht vollständig eingestellt werden.

Abblasen

Beim Abblasen, im Englischen „venting“, wird Erdgas unverbrannt in die Atmosphäre entlassen. Das geschieht häufig dort, wo auch abgefackelt wird. Deswegen werden Daten zum Abfackeln und Abblasen häufig zusammengefasst. Je nach Effizienzgrad entweicht bereits aus der Fackelanlage ein kleiner Anteil an Erdgas. Auch außerhalb der Fackelanlage kann Erdgas in die Atmosphäre gelangen, beispielsweise bei der Bohrung zur Erschließung einer Lagerstätte.

Erdölbegleitgas

Erdöl und Erdgas entstehen durch die Zersetzung organischer Materialien unter Sauerstoffausschluss, wobei für die Entstehung von Erdgas generell höhere Temperaturen notwendig sind. Wo Erdöl entsteht, bildet sich auch Erdgas in unterschiedlichen Mengen. Erdölbegleitgas (auch: assoziiertes Erdgas) hat seinen Ursprung in einem Erdölvorkommen und tritt sowohl gelöst im Erdöl als auch als Gaskappe über dem Erdöl in der Lagerstätte auf. Es ist demzufolge ein Beiprodukt der Erdölproduktion.

Weltweite Bedeutung des Abfackelns von Erdölbegleitgas

Ein Vergleich der Menge an abgefackeltem Erdgas zeigt, dass das Abfackeln eine globale Herausforderung ist und nicht auf ein spezifisches Land oder eine Region reduziert werden kann. Am meisten abgefackelt wird dort, wo auch das meiste Erdöl produziert wird, hauptsächlich in den erdölproduzierenden Ländern der GUS Staaten, des Nahen Ostens und Afrikas. Die zwanzig größten Abfackelländer trugen 2011 mit über 85 % zur Gesamtmenge des abgefackelten Erdgases bei. Mit 37,4 Mrd. m³ wurde in Russland am meisten Erdgas abgefackelt, mehr als doppelt so viel wie im zweitplatzierten Land Nigeria mit 14,6 Mrd. m³ (GGFR 2012; Tab. 2). Der Zusammenhang zwischen der Menge an produziertem Erdöl und der Menge an abgefackeltem Erdölbegleitgas ist auch in den USA sichtbar, wo vor allem in den letzten Jahren durch den rasanten Anstieg der Produktion von nicht-konventionellem Erdöl (Erdöl aus dichten Gesteinen) wieder vermehrt Erdölbegleitgas abgefackelt wurde.

Tabelle 2: Top 20 Länder nach Menge des weltweit abgefackelten Erdgases im Jahr 2011

Rang	Land	Mrd. m ³
1	Russland	37,4
2	Nigeria	14,6
3	Iran	11,4
4	Irak	9,4
5	USA	7,1
6	Algerien	5,0
7	Kasachstan	4,7
8	Angola	4,1
9	Saudi-Arabien	3,7
10	Venezuela	3,5
11	China	2,6
12	Kanada	2,4
13	Libyen	2,2
14	Indonesien	2,2
15	Mexiko	2,1
16	Katar	1,7
17	Usbekistan	1,7
18	Malaysia	1,6
19	Oman	1,6
20	Ägypten	1,6

Quelle: GGFR 2012

Die besondere entwicklungspolitische Relevanz des Themas erschließt sich vor allem durch einen Vergleich der abgefackelten Menge an Erdgas mit der im Land produzierten Menge an Kohlenwasserstoffen. Während Staaten mit einem hohen Einkommen wie Industriestaaten oder auch Saudi-Arabien zusammen zu 25 % der weltweit abgefackelten Mengen beitragen, lag ihr entsprechender Anteil an der Erdöl- und Erdgasproduktion im Jahr 2011 bei über 40 % (NOAA 2012, EIA 2013, BGR 2012). Bei Ländern mit geringem und mittlerem Einkommen kehrt sich dieses Verhältnis um. Aufgrund fehlender Rahmenbedingungen und einer unzureichenden Infrastruktur ist ihr Anteil an der weltweit abgefackelten Menge an Erdgas generell höher als der Anteil an der Erdöl- und Erdgasproduktion. Ein Zusammenhang zwischen Bruttonationaleinkommen und Abfackelintensität, dem Verhältnis der Menge an abgefackeltem Erdgas zur gesamten Kohlenwasserstoffproduktion, lässt sich auch in regionalen Vergleichen bestätigen. In Afrika, wo 33 der 48 am wenigsten entwickelten Länder der Welt liegen, wird global am meisten Erdgas pro produzierter Tonne Kohlenwasserstoffe abgefackelt (Abb. 18).

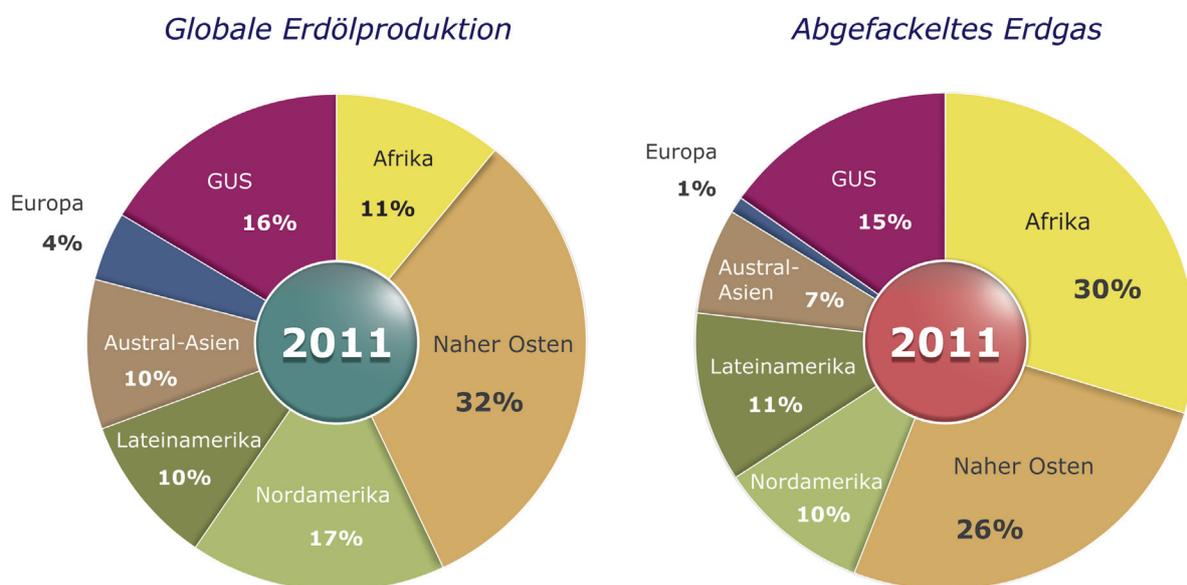


Abb. 18: Regionale Anteile an der globalen Erdölproduktion 2011 (links) und regionale Anteile an der Menge des weltweit abgefackelten Erdgases 2011 (rechts) (EIA 2013, BGR 2012).

Chancen und Herausforderungen für Entwicklungsländer zur Nutzung von Erdölbegleitgas

Eine Minderung des Abfackelns beziehungsweise eine Nutzung von Erdölbegleitgas bietet für Entwicklungsländer grundsätzlich große Chancen. Eine Möglichkeit, die in der Vergangenheit zunehmend genutzt wurde, ist die Re-Injektion von Erdgas. Hierbei wird Erdgas wieder in die Erdöllagerstätte verpresst, um den Druck für eine konstantere Erdölförderung aufrecht zu erhalten. Die Erhöhung der Erdölförderung kann somit sowohl zu Mehreinnahmen für die beteiligten Firmen als auch zur Steigerung der Einnahmen des Staates über eine angemessene Besteuerung führen. Ähnliches gilt für den Export des Erdgases. Inwiefern die Aufbereitung und Vermarktung von Erdölbegleitgas gegenüber der Förderung und Vermarktung von konventionell gefördertem Erdgas wettbewerbsfähig sein kann, hängt von den Rahmenbedingungen ab und muss von Fall zu Fall entschieden werden. Als Option besteht alternativ die Möglichkeit, die Nutzung von Erdgas im Land auszubauen. So könnte die Stromversorgung eines Landes verbessert oder eine erdgasverbrauchende Industrie aufgebaut werden. Es entstehen Beschäftigungsmöglichkeiten und

Übertragungseffekte in weitere Wirtschaftszweige. Allein eine flächendeckendere Stromversorgung verbessert die Infrastruktur. Der Aufbau einer petrochemischen Industrie führt dazu, dass Produkte, deren Herstellung auf der Verwendung von Erdgas basieren, im Land produziert werden können. Alle genannten Optionen ergeben einen erheblichen Mehrwert für die betroffenen Entwicklungsländer.

Den Nutzungsmöglichkeiten von assoziiertem Erdgas stehen eine Reihe von Herausforderungen gegenüber. So müssen nicht nur rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen, sondern auch Lösungen gefunden werden, wie die notwendigen Voraussetzungen wie eine ausreichende Nachfrage und Infrastruktur für die lokale und regionale Erdgasnutzung realisiert werden können.

Das gilt vor allem für Subsahara-Afrika. Hier sind im regionalen Vergleich am die wenigsten Siedlungen an die Stromversorgung angeschlossen. Zudem gibt es hier nur wenige Großkunden, und die Nachfrage ist gering. Da Subsahara-Afrika exemplarisch für eine Vielzahl von Problemen in Entwicklungsländern ist, liegt der Fokus bei der Betrachtung der Herausforderungen auf dieser Region.

Afrika produziert weit mehr Erdgas als es verbraucht. Mit 210,5 Mrd. m³ erzeugten die Länder Afrikas – allen voran Ägypten, Algerien und Nigeria – rund 6,2 % des weltweiten Erdgases im Jahr 2012. Der Verbrauch lag mit 3,5 % bei nur etwas mehr als der Hälfte (BGR 2013). Dies liegt vor allem daran, dass Erdgasmärkte in den meisten Ländern in Subsahara-Afrika fehlen. Die geringfügig ausgebaute Infrastruktur ist hierfür ein wichtiger Grund. Während Erdgas in industrialisierten Ländern neben der Stromerzeugung hauptsächlich zum Heizen, Kochen und zur Herstellung petrochemischer Produkte verwendet wird, besteht in den meisten afrikanischen Ländern weder ein Heizbedarf noch gibt es eine Industrie, die Erdgas in großen Mengen einsetzt. Das Fehlen von Märkten und eine mangelhafte Infrastruktur bedingen sich so gegenseitig.

Regionale Erdgaspipelines könnten einen Beitrag dazu leisten, den Markt und damit die Nachfrage für das vorhandene Erdgas zu vergrößern. Allerdings gibt es vor allem in Afrika bisher kaum regionale Märkte und Pipelines. Gebaut wurde bereits die 678 km lange West Africa Gas Pipeline, die Nigeria mit Benin, Togo und Ghana verbindet und seit 2008 betrieben wird. Die Pipeline dient auch zum Transport von Erdölbegleitgas aus Nigeria in die Nachbarländer und kann so dazu beitragen, das Abfackeln in Nigeria zu reduzieren. Aufgrund von technischen und sicherheitsbedingten Problemen ist ein konstanter Betrieb jedoch nicht gewährleistet. In Westafrika liegen die meisten Erdölfelder zudem vor der Küste im Golf von Guinea und damit abseits von möglichen Verbrauchszentren. Sie können also nur nach Investitionen in die Transportinfrastruktur genutzt werden. Gerade bei kleineren Feldern erweisen sich Investitionen oft als nicht wirtschaftlich. Inzwischen gibt es die Möglichkeit, das Erdölbegleitgas schon auf See zu verarbeiten, beispielsweise zu LNG, um dann das verflüssigte Erdgas anschließend per Schiff zu transportieren.

Neben LNG für den Export und der Direktbelieferung mit Erdgas kann auch Flüssiggas wie Propan oder Butan hergestellt werden, das sich zum Kochen eignet. Diese Möglichkeit bietet sich auch für kleinere Erdgasvorkommen an. In einigen Ländern wie etwa Ghana erzeugen Produktionsanlagen bereits Liquefied Petroleum Gas (LPG). Auch hier müssen für die Vermarktung eine Infrastruktur und ein Markt geschaffen werden. Alternativ kann Erdölbegleitgas auch zur Gewinnung von Compressed Natural Gas (CNG) für den Transportsektor genutzt werden. Bisher sind erdgasbetriebene Fahrzeuge allerdings selbst in Industrieländern nur wenig verbreitet. Ebenfalls bietet es sich an unter Anwendung des GTL-Verfahrens (Gas to Liquids) synthetischen Kraftstoff herzustellen, aber derzeit gibt es auch weltweit nur eine geringe Anzahl von GTL-Anlagen. Als weitere Option kann Erdgas zur direkten Stromerzeugung vor Ort genutzt werden. Allerdings fehlt es vor allem in ländlichen Gebieten oft an Netzen zur Stromübertragung.

In vielen Ländern fehlen auch die rechtlichen Rahmenbedingungen. So steht Unternehmen in Angola das Recht zur Nutzung des Erdgases nicht zu. Um das Abfackeln oder Abblasen von Erdölbegleitgas in diesen Fällen zu vermeiden, wäre es Aufgabe des Staates, die Nutzung sicherzustellen. In wenigen Ländern wie beispielsweise Nigeria gibt es bereits seit 1979 Vorgaben und Verbote bezüglich des Abfackelns von Erdölbegleitgas. Die darin vorgegebenen Fristen zum Stopp des Abfackelns sind jedoch mehrfach verschoben worden. Auch heute zahlen Firmen lieber die geringen Bußgelder anstatt in Anlagen zur Nutzung von Erdölbegleitgas zu investieren. Allerdings wird in einigen Ländern Subsahara-Afrikas, die die Erdölproduktion aufgenommen haben, das Abfackeln von Erdölbegleitgas inzwischen in die Planungen und rechtlichen Regelwerke einbezogen. So hat Ghana, das seit Dezember 2010 Erdöl produziert, von Anfang an eine Politik zum Stopp des Abfackelns (Zero Flaring Policy) angekündigt. Die Ghana National Petroleum Corporation (GNPC) hat bereits Pläne zur Nutzung von Erdölbegleitgas aus dem Jubilee Field erstellt.

Fazit

In vielen Entwicklungsländern bestehen somit weiterhin eine Reihe von Herausforderungen, die eine Reduzierung des Abfackelns erschweren. Typischerweise liegen diese in einer mangelhaften Infrastruktur und fehlenden Erdgasmärkten sowie unzureichenden rechtlichen Rahmenbedingungen. Dies gilt insbesondere für die Region Subsahara-Afrika doch auch Länder in anderen Regionen stehen vor ähnlichen Herausforderungen. Dennoch gibt es sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene bereits Ansätze, das Abfackeln von Erdölbegleitgas zu reduzieren. Auf nationaler Ebene sind vor allem entsprechende Verbote des Abfackelns beziehungsweise Anreize zur Reduzierung zu beobachten. Auf internationaler Ebene ist die bekannteste Initiative die Global Gas Flaring Initiative (GGFI) der Weltbank.

4.3 Energierohstoff Gashydrat – ein Statusbericht

Gashydrat sieht aus wie Eis, ist aber keines, denn es gehört zu den Klathraten (lat.: clathratus= Käfig). Klathrate sind Käfigverbindungen, bei denen Wirtsmoleküle feste Käfigstrukturen aufbauen und Gastmoleküle in deren Zwischenräumen einschließen. Gashydrat besteht aus Wasser- (Wirtsmolekülen) und Gasmolekülen (Gastmolekül), wobei es sich bei den Gasen hauptsächlich um Methan handelt. Es entsteht unter niedrigen Temperaturen und hohen Drücken und ist daher unter dem Permafrost sowie in den Meeressedimenten der Kontinentränder stabil. Unter atmosphärischen Bedingungen zerfällt Gashydrat zu Wasser und Erdgas. Da das in den Käfigen eingeschlossene Methan stark komprimiert vorliegt, werden aus 1 m³ Hydrat etwa 164 m³ Methan freigesetzt.

Bisherige Abschätzungen zum Gesamtinventar von Erdgas in Gashydrat (Gas-in-place, GIP) zeigen ein riesiges Erdgaspotenzial (Abb. 19) mit einer Spannweite von rund 80 Bill. m³ bis hin zu 255.000 Bill. m³ (COLLETT 2004). Derartige, auf globalen Ansätzen beruhende Betrachtungen sind aber als spekulativ zu bewerten. Der Großteil dieser Mengen ist vermutlich auch langfristig nicht wirtschaftlich gewinnbar, da das Gashydrat überwiegend fein verteilt in tonigen Meeressedimenten vorkommt. Für eine Nutzung stehen derzeit ausschließlich sandige Vorkommen im Fokus, da diese über eine hohe Gashydratsättigung und Permeabilität verfügen. Sind diese Vorkommen mit freiem Erdgas assoziiert, werden sie für eine Gewinnung aus technischer beziehungsweise wirtschaftlicher Sicht besonders attraktiv.

Der North Slope in Alaska ist bisher die einzige Region für die eine detaillierte Abschätzung der Ressourcen existiert (COLLETT ET AL. 2008). Auf Basis dieser Studie leitete die BGR im Jahr 2012 einen Gewinnungsfaktor von rund 15 % ab und wendete diesen auf eine Abschätzung zum weltweiten GIP in sandigen Gashydratvorkommen an (JOHNSON 2011). Nach dieser Betrachtung ergibt

sich eine Menge von rund 184 Bill. m³ an weltweiten Gashydratressourcen. Globale Herangehensweisen können aber letztlich nur eine grobe Näherung liefern. Eine bessere Belastbarkeit der Abschätzungen zum Ressourcenpotenzial von Gashydrat könnte erst auf Basis umfangreicher, bislang aber noch nicht durchgeführter Regionalstudien erreicht werden.

An einer wirtschaftlichen Gewinnung dieses nicht-konventionellen Energieträgers sind allen voran Industriestaaten mit geringen oder sich erschöpfenden eigenen Vorkommen an konventionellen Energierohstoffen interessiert. Japan nimmt diesbezüglich eine Vorreiterrolle ein. Im März 2013 konnte innerhalb eines 6-tägigen Produktionstests im Bereich des östlichen Nankai Troges etwa 120.000 m³ Erdgas aus Gashydrat mit durchschnittlichen Produktionsraten von 20.000 m³ pro Tag gefördert werden. Japan ist damit neben den USA und Kanada das dritte Land, das gezielt Erdgas aus Gashydrat produzieren konnte. Dabei handelte es sich um den ersten Produktionstest an einem marinen Gashydratvorkommen, die den Großteil des Potenzials ausmachen. Produziert wurde mittels Druckerniedrigung und in erheblich größeren Mengen als bei vorherigen Produktionstests an Land. Das Verfahren gilt derzeit als primäre Option für eine langfristige Erdgasförderung aus Gashydrat.

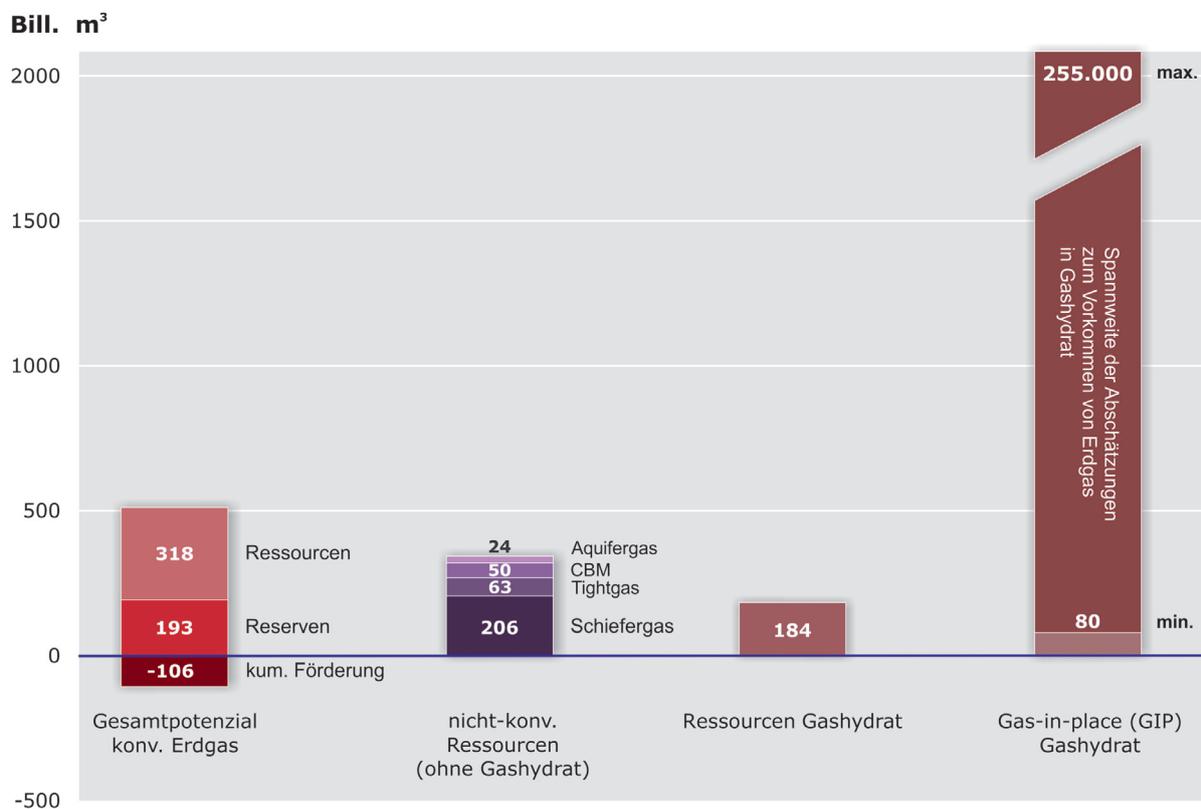


Abb. 19: Vergleich des weltweiten Potenzials von Gashydrat mit konventionellem und nicht-konventionellem Erdgas.

Trotz dieser Erfolge ist eine Erdgasförderung aus Gashydrat keinesfalls trivial, auch nicht über eine Druckerniedrigung. Es bestehen vielfältige Probleme, die im Hinblick auf eine langfristige Nutzung gelöst werden müssen. Neben einer nicht zu vermeidenden hohen Sand- und Wasserproduktion durch den in-situ Zerfall des Gashydrats, besteht die wohl größte Hürde darin, die noch zu geringen Produktionsraten zu steigern und über einen längeren Zeitraum aufrecht zu erhalten. Da die Hydratzerersetzung eine endotherme Reaktion ist, entzieht sie der Umgebung Wärme und verursacht ein

„Auskühlen“ der Gesteinsformation. Dieser Prozess kann die Produktionsraten langfristig negativ beeinflussen, da er die Stabilitätsbedingungen des Hydrats wieder herstellt. Zusätzlich kann sich in den zuvor freigewordenen Poren sekundäres Hydrat und/oder Eis bilden, welches die Permeabilität des Gesteins verringert. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist eine Kopplung verschiedener Techniken notwendig, um Förderraten dauerhaft hoch zu halten. Eine langfristige Produktion durch Druckerniedrigung könnte dementsprechend von periodischen thermischen Stimulationen oder dem Einsatz von Inhibitoren begleitet sein, um sekundäres Hydrat beziehungsweise Eis in der Formation und Fördersträngen zu beseitigen (MORIDIS ET AL. 2008). Dafür geeignete Bohr- und Fördertechniken müssen erst entwickelt und erprobt werden.

Wann und wo eine kommerzielle Gashydratnutzung beginnt beziehungsweise ob es überhaupt dazu kommen wird, ist von vielen Faktoren abhängig. Ausschlaggebend ist dabei wohl auch die Motivation der einzelnen Länder. Aufgrund des Schiefergas-Booms in den USA hat das Land seine Forschungsaktivitäten an der Gashydratnutzung reduziert. Kanada verkündete ebenfalls sein wachsendes Interesse an der Ausbeutung heimischer Schiefergasvorkommen, wodurch Gashydrat aus dem Fokus gerückt ist. Dem gegenüber verfolgen Japan, Indien, China sowie Südkorea weiterhin intensive Forschungsprogramme, in denen Explorationsbohrungen und Produktionstests vorgesehen sind. Ein Durchbruch erscheint derzeit am ehesten wahrscheinlich bei den Aktivitäten Japans im östlichen Nankai Trog.

Sollte ein Verfahren zur Produktion von Gashydrat seine technische und wirtschaftliche Reife erreichen, so ist für die Gewinnung von Erdgas aus Gashydrat grundsätzlich mit vergleichbaren Auswirkungen zu rechnen, wie sie aus der Förderung konventioneller Erdöl- und Erdgaslagerstätten bekannt sind. Insbesondere für die Erdgasförderung aus kontinentalem Gashydrat ist eine Freisetzung von Methan in die Atmosphäre von nennenswertem Ausmaß nicht zu erwarten. Ein unerwünschtes Entweichen von Methan aus einer Produktionsbohrung infolge eines Bohrlochausbruchs (engl. Blow-out) würde im Vergleich zu einer konventionellen Erdgaslagerstätte geringere Ausmaße haben, da weniger freies Erdgas verfügbar wäre. Auch die speziellen an oberflächennahe Gashydratvorkommen gebundenen marinen Ökosysteme wären nicht betroffen, da die Produktionstechnik der Druckerniedrigung nur für tiefere Gashydratvorkommen in Frage kommt. Gashydrat in marinen Ablagerungen verfestigt das lockere Gestein und trägt damit zur Stabilisierung von Kontinenträndern bei. Durch die Destabilisierung des Gashydrats zur Produktion von Erdgas könnten daher untermeerische Rutschungen ausgelöst werden und Erdgas am Meeresboden austreten. Für bekannte großräumige Rutschungsereignisse in der jüngeren Erdgeschichte wird ein derartiger Mechanismus aufgrund globaler natürlicher Prozesse (Meeresspiegelschwankungen während der Eiszeiten) diskutiert. Das Gefahrenpotenzial von Rutschungen durch die technische Destabilisierung von Gashydrat bliebe im Vergleich dazu auf das kleinräumige Umfeld der Produktionseinrichtungen begrenzt.

Zusammengefasst steckt die kommerzielle Förderung von Erdgas aus Gashydrat noch in der Anfangsphase. Die Entwicklung neuer Fördertechniken wird über die Rolle von Gashydrat als zukünftiger Energieträger mitentscheiden. Sollten jedoch Gashydratreserven umfänglich erschlossen werden können, könnte dies eine ähnlich große Wirkung auf den weltweiten Erdgasmärkten entfalten wie die kommerzielle Gewinnung von Schiefergas und Kohleflözgas.

5 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Erdöl

Sowohl die Ressourcen als auch die Reserven haben sich leicht erhöht. Für die kommenden Jahre kann aus geologischer Sicht bei einem weiterhin moderaten Anstieg des Verbrauchs die Versorgung mit Erdöl gewährleistet werden. Ungeachtet krisenbedingter Förderausfälle blieb die Welt-Erdölversorgung aufgrund der konstanten OPEC-Quoten, der Förderanstiege der GUS und anderer nicht-OECD- und OECD-Staaten stabil. Vor allem die in den USA weiterhin steil ansteigende Erdölförderung aus dichten Gesteinen hat einen zunehmenden Einfluss auf das Importverhalten der USA und damit den globalen Ölmarkt. Zusätzliche Erdölmengen stehen für neue Abnehmer zur Verfügung und können Förderrückgänge in anderen Regionen kompensieren. Ein weltweiter Durchbruch bei der Ausweitung der Erdölförderung aus dichten Gesteinen steht hingegen noch aus. Eine unzureichende Infrastruktur und ungeklärte politisch-gesellschaftliche Rahmenbedingungen hemmen die weitere Entwicklung. Außerhalb der USA und Kanada könnte in Argentinien, Russland sowie Großbritannien eine kommerzielle Förderung in den kommenden Jahren gelingen. Als Folge des erhöhten Angebots an Erdöl weltweit blieb der Ölpreis 2013 relativ konstant und begann im Laufe 2014 sich deutlich zu verringern. Sollte der Ölpreis längerfristig auf einem niedrigen Niveau verbleiben, könnte sich dies negativ auf Investitionsentscheidungen für technisch und geografisch herausfordernde Explorationsvorhaben im Tief- und Tiefstwasser, im Hochtemperatur- und Hochdruckbereich oder in arktischen Frontierregionen auswirken. Vorbehaltlich unvorhersehbarer Ereignisse wie die weitere Eskalation politischer Krisen oder Naturkatastrophen sind aus geologischer Sicht kurzfristig keine Lieferrisiken absehbar.

Erdgas

Erdgas war auch in 2013 mit einem Anteil von 23,7 % am globalen Primärenergieverbrauch hinter Erdöl und Hartkohle drittgrößter Energieträger und wird vielfach als „Brückenenergie“ mit starken Wachstumspotenzialen betrachtet. Sein Anteil am weltweiten Energiemix im Vergleich mit 2012 blieb allerdings nahezu konstant. Die globalen Erdgasreserven erhöhten sich gegenüber 2012 erneut. Auch bei einem absehbar steigenden Bedarf kann daher die Versorgung der Welt aufgrund des hohen verbleibenden Erdgaspotenzials noch über viele Jahrzehnte gewährleistet werden. Durch den Ausbau ihrer Schiefergasförderung sind die USA in der Lage, deutlich über 90 % ihres hohen Erdgasverbrauchs aus eigener Förderung zu decken. Insgesamt hat der weltweite Erdgashandel 2013 gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig zugenommen. Das Wachstum ging allein auf eine Zunahme beim leitungsgebundenen Transport zurück, insbesondere aus Russland. Der in den Vereinigten Staaten bereits für Ende 2015 anvisierte Export von Schiefergas in Form von LNG wird die bestehenden Marktstrukturen und das globale Handelsmuster beeinflussen. Europa ist mit seinem Versorgungsnetz an einen großen Teil der weltweiten Erdgasreserven über Pipelines und LNG-Anlandeterminals angeschlossen. Geopolitische Risiken bleiben aber ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung.

Kohle

Die globalen Vorräte an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken. Nachfragebedingt wuchs die globale Kohleförderung 2013 erstmals seit vielen Jahren nur noch geringfügig. Allerdings hatte sie sich seit dem Beginn des neuen Millenniums knapp verdoppelt und wies die mit Abstand höchsten Zuwachsraten unter allen fossilen Energierohstoffen auf. Dank weiter gefallener Kohleweltmarktpreise und

anhaltend geringer Frachtraten konnte der Kohlewelthandel auch 2013 signifikante Zuwächse in Höhe von 7 % gegenüber 2012 aufweisen. Dabei nimmt die Bedeutung des pazifischen Marktes stetig zu. Mittlerweile gehen fast drei Viertel (72 %) der globalen Kohleimporte nach Asien. Der mit Abstand größte Hartkohleproduzent China ist seit 2011 auch der weltgrößte Hartkohleimporteur und hat inzwischen seinen Anteil auf rund ein Viertel der globalen Hartkohleimporte gesteigert. Die 2012 begonnene Konsolidierungsphase im globalen Kohlesektor wird sich auch über das Jahr 2014 hinaus fortsetzen. Während einerseits Gruben mit hohen Produktionskosten geschlossen werden, gehen andererseits weiterhin neue, hochproduktive Kohlegruben in Betrieb. Angesichts eines aus heutiger Sicht vermuteten langsamer wachsenden Kohlebedarfs kann daher kurz- bis mittelfristig mit einer entspannten Marktlage aus Sicht der Konsumenten gerechnet werden. Der weltweit in den vergangenen Jahren stark gestiegene und absehbar weiter – wenngleich auch weniger rasant – steigende Bedarf an Kohle wird auch weiterhin durch die asiatischen Länder geprägt werden.

Kernbrennstoffe

Die globalen Vorräte für Uran sind sehr umfangreich, sodass aus geologischer Sicht langfristig kein Engpass bei der Versorgung mit Kernbrennstoffen zu erwarten ist. Kernenergie wird global weiterhin an Bedeutung gewinnen. Besonders in Schwellen- und Entwicklungsländern wird der Bedarf an Uran steigen. Während in Europa die Nachfrage nach Uran zukünftig voraussichtlich weiter sinken wird, ist vor allem in Asien und im Nahen Osten mit einem Anstieg des Uranverbrauchs zu rechnen. Auch für die Regionen Nordamerika, Lateinamerika und Afrika wird ein moderater Anstieg des Uranbedarfs in den kommenden Dekaden erwartet. Sollten die japanischen Reaktoren wie geplant wieder anlaufen, ist auch kurzfristig mit einer höheren Nachfrage nach Uran zu rechnen. Derzeit haben die japanischen Betreiber Anträge zur Wiederinbetriebnahme für rund die Hälfte der abgeschalteten Reaktoren beantragt. Eine endgültige Entscheidung seitens der Regierung steht noch aus, aber voraussichtlich werden in 2015 erste Reaktoren wieder in Betrieb genommen. Der Uranmarkt steht weiterhin vor großen Herausforderungen. Die aktuellen Marktbedingungen (sehr niedriger Spotmarktpreis) führen zu Verzögerungen bei vielen Abbauprojekten.

Tiefe Geothermie

Allgemein zeigt sich ein zunehmender Trend der Erdwärmenutzung. Maßgebend für den weiteren Ausbau werden dabei die Entwicklung der Kosten im Vergleich zu anderen Energieträgern sein sowie die jeweilige geopolitische Situation. Bis zum Jahr 2050 geht die IEA (2011) von einem weltweiten Ausbau der Geothermie auf 1.400 TWh_e für elektrische Energie und 1.600 TWh_{th} für thermische Energie aus. Dies entspräche dann jeweils einem Anteil an der Welterzeugung 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.

6 LITERATUR

- AGEB (2014): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013 – Jahresbericht: 42 S.; Berlin, Köln.
<http://www.ag-energiebilanzen.de> [11.2014]
- BAFA (2014a): Amtliche Mineralöl- und Erdgasdaten für die Bundesrepublik Deutschland, Dezember 2013.
http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/amtliche_mineraloel_und_erdgasdaten/2013/index.html [11.2014]
- (2014b): Drittländerskohlpreis, Mengen- und Preisübersicht.
<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittländerskohlpreis/> [11.2014]
- BGR (2009): Energiestudie 2009. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 284 S., Hannover.
- (2012): Energiestudie 2012 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-15.pdf?__blob=publicationFile&v=7 [11.2014]
- (2013): Energiestudie 2013 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen; Hannover.
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [11.2014]
- (2014) Deutschland – Rohstoffsituation 2013. – 157 S.; Hannover.
- BMWi (2010): Rohstoffstrategie der Bundesregierung. Sicherung einer nachhaltigen Rohstoffversorgung Deutschlands mit nicht-energetischen mineralischen Rohstoffen. – 26 S., Berlin.
<http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/rohstoffstrategie-der-bundesregierung> [11.2014]
- (2014): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2013.
<http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2013-excel.html> [11.2014]
- BP (2014): Statistical Review of World Energy. June 2014. – 45 S., London.
<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf> [11.2014]
- CHINA COAL RESOURCE (2014): China total coal resources almost 6 tln T by end-2013.
<http://en.sxcoal.com/0/98440/DataShow.html> [11.2014]
- COLLETT, T. S., AGENA, W. F., LEE, M. W., ZYUABIVA, M. V., BIRD, K. J., CHARPENTIER, R. R., COOK, T. A., HOUSEKNECHT, D. W. KLETT, T. R., POLLASTRO, R. M., SCHENK, C. J. (2008): Assessment of Gas Hydrate Resources on the North Slope, Alaska, 2008. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2008-3073.
http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3073/pdf/FS08-3073_508.pdf [11.2014]
- COLLETT, T. S. (2004): Gashydrates as a Future Energy Resource.
http://www.geotimes.org/nov04/feature_futurehydrates.html [11.2014]
- COUNCIL FOR GEOSCIENCE (2012): Coal resources and reserves of South Africa. – 108 S.; Pretoria.
- DAtF (2014): Kernenergie Weltreport 2013. Deutsches Atomforum e. V. (DAtF). ATW-Internationale Zeitschrift für Kernenergie, Vol.59 (2014), Heft 7, S.445 - 450.

- DEBRIV (2013): Braunkohle in Deutschland 2013 - Profil eines Industriezweiges. – 85 S.; Köln.
http://www.braunkohle.de/index.php?article_id=98&fileName=debriv_izb_2013.pdf [11.2014]
- DERA (2012): DERA-Rohstoffliste 2012: Angebotskonzentration bei Metallen und Industriemineralen – Potenzielle Preis- und Lieferrisiken. DERA Rohstoffinformation 10. – 45 S.; Berlin.
http://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-10.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [11.2014]
- (2014): Explorationsförderprogramm der Bundesregierung.
http://www.bgr.bund.de/DERA/DE/Foerderprogramme/Explorationsfoerderprogramme/explorationsfoerderprogramm_me_node.html [11.2014]
- (in Bearbeitung): DERA-Rohstoffliste 2014: Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – Potenzielle Preis- und Lieferrisiken. DERA Rohstoffinformation 24.
- EC (2014): Report on Critical Raw Materials for the EU – Report of the Ad hoc Working Group on defining critical raw materials. – 41 S.; Brüssel.
http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/docs/crm-report-on-critical-raw-materials_en.pdf [11.2014]
- EEK (2014): Auslandsaktivitäten deutscher Erdöl-/Erdgasproduzenten. – 130. Jg. 2014, Heft 7/8, S. 274-278; Hamburg/Wien.
- EIA (2013): Vented and Flared Natural Gas; Washington D.C.
<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=3&pid=43&aid=1&cid=regions&syid=2005&eyid=2011&unit=BCF> [11.2014].
- (2014): Monthly Energy Review, October 2014. – 201 S.; Washington, DC..
<http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf> [11.2014]
- EU (2014): EURATOM Supply Agency (ESA), ANNUAL REPORT 2013. – 52 S.; Luxemburg
<http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf> [11.2014]
- FARNEJAD, H. (2013): Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) (7. Deutsch-Afrikanisches Energieforum), Hamburg, Deutschland 8 – 9 April 2013.
- GE ENERGY (2011): Flare Gas Reduction. Recent global trends and policy considerations.
<http://www.genewscenter.com/ImageLibrary/DownloadMedia.ashx?MediaDetailsID=3691> [11.2014]
- GGFR (2012): Estimated Flare Volumes From Satellite Data, 2007 – 2011; Washington D.C.
<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:22137498~menuPK:3077311~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069,00.html> [11.2014]
- GtV (2014): Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland.
http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/Projekte/Projektliste_Tiefe_Geothermie_2014_Bundesland.pdf [11.2014]
- HOLDGATE G.R. (2003): World-class energy reserves without limits. – In: Birch, W.D., Slots, M. & Ferguson, J.A. [Hrsg.]: Geology of Victoria: 489 - 516; Sydney.
- IAEA (2013): Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050, 2013 Edition, – 58 S.; Wien. http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/RDS-1-33_web.pdf [11.2014]

- IEA (2011): Technology Roadmap – Geothermal Heat and Power. OECD/IEA.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf
- (2014a): World Energy Outlook 2014. – 748 S.; Paris.
 - (2014b): Coal Information 2014. – 668 S.; Paris.
 - (2014c): Electricity Information 2014. – 896 S.; Paris.
- IHS McCLOSKEY (2014): McCloskey Coal Report. – 14-tägiger Newsletter.
<http://www.mccloskeycoal.com/> [11.2014]
- IPCC (2011): Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.
http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Full_Report.pdf [11.2014]
- JOHNSON, A. H. (2011): Global Resource Potential of Gas Hydrate – A New Calculation. Fire-in-the-Ice, Vol. 11 Issue 2, Methane Hydrate Newsletter.
<http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MHNews-2011-12.pdf> [11.2014]
- LBEG (2014): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013. – 80 S.; Hannover.
http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/88262/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2013.pdf [11.2014]
- LUND, J. W., BERTANI, R. (2010): Worldwide Geothermal Utilization 2010, Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 34, 195 - 198. <http://pubs.geothermal-library.org/lib/grc/1028641.pdf> [11.2014]
- MORIDIS, G. J., COLLETT, T. S., BOSWELL, R., KURIHARA, M., REAGAN, TM. T., KOH, C., SLOAN, E. D. (2008): Toward Production from gas hydrates: current status, assessment of resources, and simulation-based evaluation of Technology and Potential. In: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 12: 745 - 771. <http://dx.doi.org/10.2118/114163-PA> [11.2014]
- NOAA (2012): Global Gas Flaring Estimates.
http://ngdc.noaa.gov/eog/interest/gas_flares.html [11.2014].
- OECD-NEA/IAEA (2014): Uranium 2014: Resources, Production and Demand, NEA No. 7209. – 508 S.; Paris. <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf> [11.2014].
- PASCHEN, H., OERTEL D., GRÜNWARD, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland, Sachstandsbericht. Deutscher Bundestag – Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (TAB), Arbeitsbericht Nr. 84. – 124 S.; Berlin.
<https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab084.pdf> [11.2014]
- REN21 (2014): Renewables 2014 Global Status Report. UNEP ISBN 978-3-9815934-2-6.
<http://www.ren21.net/ren21activities/globalstatusreport.aspx> [11.2014]
- SCHULZ, R., SUCHI, E., ÖHLSCHLÄGER, D., DITTMANN, J., KNOPF, S., MÜLLER, C. (2013): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. – Endbericht, LIAG-Bericht, Archiv-Nr. 131 310. – 108 S.; Hannover.
https://www.geotis.de/homepage/Ergebnisse/Geothermieatlas/Endbericht_Geothermie_Atlas.pdf [11.2014]

- SdK (2013): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2012. – 82 S.; Herne und Köln. http://www.kohlenstatistik.de/files/silberbuch_2012.pdf [11.2014]
- (2014): Datenangebot Statistik der Kohlenwirtschaft. <http://www.kohlenstatistik.de/4-0-Download.html> [11.2014]
- STATE GOVERNMENT OF VICTORIA (2014): Victoria's Earth Resources – Coal: Lignite/ Brown Coal. <http://www.energyandresources.vic.gov.au/earth-resources/victorias-earth-resources/coal> [11.2014]
- UN (2013): Millennium Development Goals Indicators; New York. <http://mdgs.un.org/unsd/mdg/SeriesDetail.aspx?srid=749> [11.2014].
- URAM (2014): International Symposium on Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle: Exploration, Mining, Production, Supply and Demand, Economics and Environmental Issues, Vienna, Austria, 23 – 27 June 2014, Conference ID: 46085 (CN-216). <http://www-pub.iaea.org/iaeameetings/cn216Presentations.aspx> [11.2014]
- VDKi (2014a): Jahresbericht 2014 – Fakten und Trends 2013/2014. – 134 S.; Hamburg. http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/2014/Jahresbericht_vdki_2014.pdf?navid=18 [10.2014]
- (2014b): Preise für Steinkohlen/Wechselkurse. http://www.verein-kohlenimporteure.de/download/2014/102014_Preise_DE.pdf?navid=5 [11.2014]
- WANG, J., FENG, L., SIMON, D. & HÖÖK, M. (2013): Chinese coal supply and future production outlooks. – Energy, 60: 204 – 214.
- WEBER, J., GANZ, B., SCHELLSCHMIDT, R., SANNER, B., SCHULZ, R. (2015): Geothermal Energy Use in Germany. Proceedings World Geothermal Congress 2015. Melbourne, Australia, 19 - 25 April 2015.
- WEG (2014): Mitarbeiter in der E&P-Industrie. <http://www.erdoel-erdgas.de/Themen/Die-E-P-Industrie/Mitarbeiter> [11.2014]
- WNA (2014a): The Economics of Nuclear Power. <http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear-Power/> [10.2014]
- (2014b): Military Warheads as a Source of Nuclear Fuel. <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Uranium-Resources/Military-Warheads-as-a-Source-of-Nuclear-Fuel/> [10.2014]
- (2014c): World Uranium Mining Production. <http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Mining-of-Uranium/World-Uranium-Mining-Production/> [10.2014]
- (2014d): World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements 2013. <http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-Archive/Reactor-Archive-January-2014/> [01.2014]

ANHANG

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

Tabelle 3: Reserven nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2013: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht konventionell	konventionell ¹	nicht konventionell	Hartkohle	Weichbraunkohle			
Europa	88	< 0,5	151	–	536	641	13	1.431	3,8
GUS	755	–	2.404	2	3.282	1.354	148	7.945	21,1
Afrika	744	–	553	–	309	1	83	1.690	4,5
Naher Osten	4.534	–	3.052	–	30	–	–	7.616	20,2
Austral-Asien	254	–	575	51	6.999	802	102	8.782	23,3
Nordamerika	341	1.124	289	156	5.759	389	179	8.237	21,9
Lateinamerika	410	886	293	–	232	43	81	1.945	5,2
Welt	7.126	2.011	7.318	208	17.148	3.230	606	37.646	100,0
OECD 2000	448	1.124	539	193	7.951	1.406	191	11.853	31,5
EU-28	48	–	72	–	513	512	10	1.155	3,1
OPEC 2009	5.380	886	3.612	–	59	1	–	9.937	26,4

¹ einschließlich Tight Gas

Tabelle 4: Ressourcen nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2013: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl		Erdgas		Kohle		Uran	Thorium	Gesamt	Anteil [%]
	konventionell	nicht konventionell	konventionell	nicht konventionell ¹	Hartkohle	Weichbraunkohle				
Europa	198	95	210	569	12.608	3.021	260	286	17.246	3,2
GUS	1.155	906	4.994	1.857	69.471	18.705	1.284	103	98.475	18,3
Afrika	1.071	232	1.321	1.774	6.656	4	842	264	12.165	2,3
Naher Osten	1.251	1	1.605	251	1.008	–	53	–	4.170	0,8
Austral-Asien	1.049	436	1.669	3.350	176.914	12.284	1.841	771	198.312	36,9
Nordamerika	1.075	2.675	1.513	2.797	166.866	17.546	2.011	427	194.908	36,2
Lateinamerika	946	2.869	786	1.560	686	173	389	466	7.876	1,5
Welt	6.745	7.214	12.099	12.158	438.034 ²	51.732	6.681	3.178 ³	537.840	100,0
OECD 2000	1.311	2.871	1.921	4.319	220.245	24.032	3.151	1.010	258.858	48,1
EU-28	103	68	121	533	12.569	2.685	259	55	16.393	3,0
OPEC 2009	1.818	2.798	1.753	1.496	1.220	3	18	150	9.256	1,7

¹ ohne Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (7.904 EJ)

² einschließlich Antarktis für Hartkohle (3.825 EJ)

³ einschließlich Thoriumressourcen ohne Länderzuordnung (62 EJ)

Tabelle 5: Förderung nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2013: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	6,9	10,5	3,1	4,7	0,2	25,4	4,9
GUS	28,1	31,0	12,0	1,2	14,6	86,9	16,9
Afrika	18,0	7,7	6,3	< 0,05	5,3	37,2	7,2
Naher Osten	55,7	21,5	0,1	–	–	77,3	15,0
Austral-Asien	16,1	18,7	122,3	3,5	4,1	164,7	32,0
Nordamerika	34,3	33,7	22,4	0,9	5,6	97,0	18,9
Lateinamerika	16,6	6,8	2,5	0,1	0,1	26,0	5,0
Welt	175,6	130,0	168,7	10,3	29,8	514,5	100,0
OECD 2000	41,7	45,9	36,5	5,2	8,9	138,2	26,9
EU-28	2,9	6,4	3,0	3,7	0,2	16,2	3,1
OPEC 2009	74,4	24,9	0,1	–	–	99,5	19,3

Tabelle 6: Verbrauch nicht-erneuerbarer Energierohstoffe 2013: Regionale Verteilung [EJ]

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braunkohle	Uran	Gesamt	Anteil [%]
Europa	27,6	19,6	8,9	4,7	10,5	71,3	13,8
GUS	8,9	24,2	8,6	1,2	3,8	46,6	9,0
Afrika	7,5	4,6	4,7	< 0,05	0,2	16,8	3,2
Naher Osten	15,9	16,7	0,4	–	0,1	33,0	6,4
Austral-Asien	59,6	24,7	124,3	3,1	7,0	218,8	42,2
Nordamerika	43,0	34,4	20,4	0,9	10,8	109,5	21,1
Lateinamerika	14,1	6,4	1,1	0,1	0,3	21,9	4,2
Welt	176,7	130,5	168,4	10,0	32,5	518,1	100,0
OECD 2000	85,6	60,8	38,3	5,2	23,3	213,0	41,1
EU-28	24,9	17,4	8,2	3,7	10,2	64,4	12,4
OPEC 2009	18,3	17,7	0,1	–	0,1	36,1	7,0

– keine Reserven, Ressourcen, Förderung oder Verbrauch

Tabelle 7: Deutschland: Rohöllieferländer 2012/2013 [kt]

Land / Gruppe	2012	2013	%	Veränderung 2012 / 2013	%
Russland	34.702	31.447	34,8	-3.255	-9,4
Norwegen	9.349	11.031	12,2	1.682	18,0
Vereinigtes Königreich	13.261	9.270	10,3	-3.991	-30,1
Nigeria	6.652	7.306	8,1	654	9,8
Kasachstan	5.430	7.055	7,8	1.625	29,9
Libyen	8.613	6.670	7,4	-1.943	-22,6
Aserbaidschan	2.146	3.672	4,1	1.526	71,1
Algerien	2.330	2.608	2,9	278	11,9
Saudi-Arabien	2.381	2.433	2,7	52	2,2
Ägypten	1.307	1.172	1,3	-135	-10,3
Dänemark	679	1.170	1,3	491	72,3
Kolumbien	534	961	1,1	427	80,0
Irak	839	799	0,9	-40	-4,8
Angola	428	796	0,9	368	86,0
Côte d'Ivoire	452	614	0,7	162	35,8
Kuwait	591	563	0,6	-28	-4,7
Niederlande	584	554	0,6	-30	-5,1
Polen	211	403	0,4	192	91,0
Venezuela	707	325	0,4	-382	-54,0
Tunesien	518	309	0,3	-209	-40,3
Brasilien	468	281	0,3	-187	-40,0
Mexiko	87	198	0,2	111	127,6
Ghana	171	197	0,2	26	15,2
Italien	424	160	0,2	-264	-62,3
Kanada	0	93	0,1	93	
Albanien	61	66	0,1	5	8,2
Georgien	33	65	0,1	32	97,0
Trinidad und Tobago	0	56	0,1	56	
Äquatorialguinea	79	41	0,0	-38	-48,1
V. Arab. Emirate	0	31	0,0	31	
Lettland	0	13	0,0	13	
Frankreich	5	5	0,0	0	0,0
Kongo, Rep.	20	0	0,0	-20	-100,0

Fortsetzung Tabelle 7
[kt]

Land / Gruppe	2012	2013	%	Veränderung 2012 / 2013	%
Turkmenistan	39	0	0,0	-39	-100,0
Litauen	76	0	0,0	-76	-100,0
Gabun	120	0	0,0	-120	-100,0
Iran	96	0	0,0	-96	-100,0
Einfuhr insgesamt	93.393	90.364	100,0	-3.029	-3,2
OPEC 2009	22.637	21.531	23,8	-1.106	-4,9
Naher Osten	3.907	3.826	4,2	-81	-2,1
Afrika	20.690	19.713	21,8	-977	-4,7
GUS	42.350	42.239	46,7	-111	-0,3
Europa	24.650	22.672	25,1	-1.978	-8,0

Tabelle 8: Deutschland: Herkunft des verbleibenden Erdgases [Mrd. m³]

Herkunftsland	2012	%	2013	%
Russland	37,0	34,0	37,9	34,1
Niederlande	24,8	22,8	29,4	26,4
Norwegen	32,5	29,8	27,7	25,0
Sonstige	2,9	2,7	5,4	4,8
Eigenproduktion	11,7	10,8	10,7	9,6
Gesamtaufkommen	108,8	100,0	111,0	100,0
Re-Export	19,7	18,1	20,9	18,8
Speichersaldo	0,2	0,2	0,9	0,8
Gesamtverbrauch	89,3	82,0	91,0	81,9

Tabelle 9: Deutschland: Import von Steinkohle (STK) und Steinkohlekoks (STKK) nach Lieferländern [kt]

Land / Gruppe	2009	2010	2011	2012	2013	Veränderung 2012/2013	%
EU	5.888	8.506	7.025	6.704	8.364	1.660	24,8
STK	3.212	4.974	3.524	4.089	5.891	1.802	44,1
STKK	2.676	3.533	3.501	2.615	2.473	-142	-5,4
Nicht-EU	33.517	36.677	41.353	41.218	44.502	3.284	8,0
STK	33.244	36.096	40.626	40.858	44.228	3.370	8,2
STKK	273	581	727	360	274	-86	-23,9
Australien	3.758	4.303	4.280	4.451	4.739	288	6,5
STK	3.758	4.303	4.280	4.451	4.739	288	6,5
STKK	0	0	0	0	0	0	
Indonesien	86	70	34	0	0	0	
STK	86	70	34	0	0	0	
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kanada	1.070	1.203	1.736	1.516	1.214	-302	-19,9
STK	1.070	1.203	1.736	1.516	1.214	-302	-19,9
STKK	0	0	0	0	0	0	
Kolumbien	5.194	7.628	10.826	9.352	9.999	647	6,9
STK	5.173	7.588	10.764	9.319	9.974	655	7,0
STKK	21	39	62	33	25	-8	-24,2
Norwegen	1.321	856	857	395	680	285	72,2
STK	1.321	856	857	395	680	285	72,2
STKK	0	0	0	0	0	0	
Polen	4.225	6.058	5.139	3.971	4.325	354	8,9
STK	2.513	3.659	2.659	2.406	3.008	602	25,0
STKK	1.712	2.399	2.481	1.565	1.317	-248	-15,8
GUS	9.536	10.590	11.092	11.546	13.091	1.545	13,4
STK	9.434	10.342	10.731	11.227	12.842	1.615	14,4
STKK	102	248	361	319	249	-70	-21,9
Südafrika	5.250	3.331	2.644	1.972	2.533	561	28,4
STK	5.250	3.331	2.644	1.972	2.533	561	28,4
STKK	0	0	0	0	0	0	
Tschechische Republik	280	443	360	323	690	367	113,6
STK	151	63	30	7	365	358	5.114,3
STKK	129	379	330	316	325	9	2,8

Fortsetzung Tabelle 9
[kt]

Land / Gruppe	2009	2010	2011	2012	2013	Veränderung 2012 / 2013	%
USA	5.104	5.727	8.140	9.809	12.044	2.235	22,8
STK	5.104	5.727	8.140	9.809	12.044	2.235	22,8
STKK	0	0	0	0	0	0	
Venezuela	353	432	161	112	59	-53	-47,3
STK	346	431	161	111	59	-52	-46,8
STKK	7	2	0	1	0	-1	-100,0
China	146	206	196	11	8	-3	-27,3
STK	5	7	12	9	8	-1	-11,1
STKK	141	199	184	2	0	-2	-100,0
sonstige nicht-EU Länder	1.699	2.332	1.389	2.054	135	-1.919	-93,4
STK	1.697	2.239	1.269	2.049	135	-1.914	-93,4
STKK	2	93	120	5	0	-5	-100,0
insgesamt	39.405	45.183	48.378	47.922	52.866	4.944	10,3
STK	36.456	41.069	44.151	44.947	50.119	5.172	11,5
STKK	2.949	4.114	4.228	2.975	2.747	-228	-7,7

Tabelle 10: Übersicht Erdöl 2013 [Mio. t]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	1,2	56	26	23	104	49
	Bosnien & Herzegowina	–	–	–	10	10	10
	Bulgarien	0,1	9	2	32	43	34
	Dänemark	8,7	339	93	187	619	280
	Deutschland	2,6	299	31	115	446	146
	Estland	0,6	6	–	–	6	–
	Finnland	0,6	3	–	–	3	–
	Frankreich	0,8	126	12	710	848	722
	Griechenland	0,1	17	1	35	53	36
	Irland	–	–	–	224	224	224
	Italien	5,5	186	80	187	452	267
	Kroatien	0,8	103	8	20	130	28
	Litauen	0,2	4	1	60	65	61
	Malta	–	–	–	5	5	5
	Niederlande	1,1	145	41	455	641	496
	Norwegen	90,2	3.540	885	2.150	6.575	3.035
	Österreich	0,9	123	8	10	140	18
	Polen	1,0	63	19	261	344	281
	Rumänien	4,1	768	82	200	1.049	282
	Serbien	1,0	45	8	20	72	28
	Slowakei	< 0,05	3	1	5	9	6
	Slowenien	< 0,05	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Spanien	0,4	38	20	34	92	54
	Tschechische Republik	0,6	11	2	30	43	32
	Türkei	2,3	142	47	710	899	757
Ungarn	1,2	100	4	20	124	24	
Vereinigtes Königreich	40,6	3.580	746	1.453	5.779	2.199	
Zypern	–	–	–	35	35	35	
GUS	Aserbaidshan	43,5	1.804	952	1.245	4.002	2.197
	Georgien	< 0,05	24	5	51	79	55
	Kasachstan	83,8	1.622	4.082	10.700	16.404	14.782
	Kirgisistan	< 0,05	11	5	10	27	15
	Moldau, Republik	–	–	–	10	10	10
	Russland	522,6	22.218	12.657	34.801	69.676	47.458
	Tadschikistan	< 0,05	8	2	60	69	62
	Turkmenistan	13,1	536	191	1.700	2.427	1.891
	Ukraine	3,3	363	54	300	717	354
	Usbekistan	3,2	196	81	400	677	481
	Weißrussland	1,7	137	27	30	194	57

Fortsetzung Tabelle 10
[Mio. t]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Ägypten	32,8	1.588	599	2.233	4.420	2.832
Algerien	72,6	2.957	1.660	2.375	6.992	4.035
Angola	87,4	1.475	1.723	5.200	8.398	6.923
Äquatorialguinea	14,6	208	232	350	790	582
Äthiopien	–	–	< 0,5	20	20	20
Benin	–	4	1	70	75	71
Côte d'Ivoire	1,2	31	14	300	344	314
Eritrea	–	–	–	10	10	10
Gabun	11,8	536	272	1.400	2.208	1.672
Gambia	–	–	–	20	20	20
Ghana	4,9	17	90	210	317	300
Guinea	–	–	–	150	150	150
Guinea-Bissau	–	–	–	40	40	40
Kamerun	2,7	183	21	350	555	371
Kenia	–	–	–	250	250	250
Kongo, DR	1,2	45	24	145	214	169
Kongo, Rep.	14,5	355	204	451	1.010	655
Liberia	–	–	–	160	160	160
Libyen	48,1	3.783	6.580	4.750	15.113	11.330
Madagaskar	–	–	–	90	90	90
Marokko	< 0,05	2	< 0,5	1.627	1.629	1.627
Mauretanien	0,3	7	3	164	174	167
Mosambik	k.A.	k.A.	2	2.000	2.002	2.002
Namibia	–	–	–	150	150	150
Niger	1,0	k.A.	20	30	50	50
Nigeria	118,3	4.343	5.044	5.090	14.476	10.134
São Tomé und Príncipe	–	–	–	180	180	180
Senegal	–	–	–	140	140	140
Seychellen	–	–	–	470	470	470
Sierra Leone	–	–	60	200	260	260
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	1	20	21	21
Südafrika	0,2	16	2	400	418	402
Sudan & Südsudan	10,9	210	846	730	1.786	1.576
Sudan	6,0	–	206	365	571	571
Südsudan, Republik	4,9	–	641	365	1.006	1.006
Tansania	–	–	–	400	400	400
Togo	–	–	–	70	70	70
Tschad	5,0	70	204	275	549	479
Tunesien	3,0	204	58	300	562	358
Uganda	–	–	136	300	436	436
Westsahara	–	–	–	57	57	57

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle 10
[Mio. t]

	Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	9,5	241	5	200	447	205
	Irak	152,6	4.973	19.621	6.100	30.693	25.721
	Iran	177,7	9.564	21.469	7.200	38.233	28.669
	Israel	< 0,05	2	2	371	375	373
	Jemen	7,4	391	324	500	1.215	824
	Jordanien	< 0,05	–	< 0,5	19	19	19
	Katar	84,2	1.587	3.435	700	5.722	4.135
	Kuwait	164,7	6.049	13.810	700	20.558	14.510
	Libanon	–	–	–	150	150	150
	Oman	46,1	1.396	748	700	2.845	1.448
	Saudi-Arabien	523,6	19.241	35.400	11.800	66.441	47.200
	Syrien	2,1	742	340	400	1.482	740
	V. Arab. Emirate	165,7	4.495	13.306	1.100	18.901	14.406
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	–	–	–	290	290	290
	Australien	15,9	1.016	538	3.480	5.034	4.018
	Bangladesch	0,2	3	4	30	37	34
	Brunei	6,6	514	150	160	824	310
	China	208,1	6.082	2.460	20.724	29.266	23.184
	Indien	37,7	1.258	758	1.420	3.436	2.178
	Indonesien	43,0	3.351	488	3.545	7.385	4.033
	Japan	0,6	51	4	24	79	28
	Kambodscha	–	–	–	25	25	25
	Korea, Rep.	1,0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	Laos	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
	Malaysia	30,2	1.064	796	850	2.710	1.646
	Mongolei	0,7	3	35	1.010	1.048	1.045
	Myanmar	0,8	56	4	560	620	564
	Neuseeland	1,8	59	19	243	321	262
	Pakistan	3,8	100	47	1.390	1.536	1.437
	Papua-Neuguinea	1,4	66	25	290	381	315
	Philippinen	1,0	17	16	270	303	286
	Sri Lanka	–	–	–	90	90	90
	Taiwan	< 0,05	5	< 0,5	5	10	5
Thailand	11,2	181	60	335	576	395	
Timor-Leste	3,9	43	63	175	280	238	
Vietnam	16,7	321	599	600	1.520	1.199	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.500	3.500	3.500
	Kanada	192,4	5.464	27.299	56.891	89.654	84.190
	Mexiko	143,5	6.282	1.492	4.761	12.535	6.253
	USA	485,2	31.360	6.274	24.553	62.186	30.826

Fortsetzung Tabelle 10
[Mio. t]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	30,5	1.540	320	4.175	6.035	4.495
	Barbados	< 0,05	2	< 0,5	30	33	30
	Belize	0,1	1	1	15	17	16
	Bolivien	2,8	80	26	280	386	306
	Brasilien	105,0	2.032	2.121	13.720	17.873	15.841
	Chile	0,3	62	20	330	412	350
	Dominikanische Rep.	–	–	–	150	150	150
	Ecuador	27,6	743	1.202	107	2.051	1.309
	Falklandinseln	–	–	–	800	800	800
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	800	800	800
	Guatemala	0,5	21	11	40	72	51
	Guyana	–	–	–	450	450	450
	Haiti	–	–	–	100	100	100
	Kolumbien	52,9	1.191	323	1.790	3.305	2.113
	Kuba	3,4	63	7	1.008	1.078	1.015
	Panama	–	–	–	122	122	122
	Paraguay	–	–	–	575	575	575
	Peru	7,9	377	209	351	938	560
	Puerto Rico	–	–	–	75	75	75
	Suriname	0,7	14	10	700	724	710
Trinidad und Tobago	6,2	516	113	65	694	178	
Uruguay	–	–	–	275	275	275	
Venezuela	158,2	9.754	26.650	65.320	101.723	91.970	
Welt	4.202,0	175.033	218.573	333.925	727.531	552.498	
LÄNDERGRUPPE	Europa	164,8	9.706	2.116	6.992	18.814	9.108
	GUS	671,3	26.920	18.055	49.307	94.282	67.362
	Afrika	430,5	16.034	17.796	31.187	65.018	48.983
	Naher Osten	1.333,5	48.682	108.459	29.940	187.082	138.399
	Austral-Asien	384,6	14.188	6.067	35.516	55.772	41.583
	Nordamerika	821,1	43.107	35.065	89.705	167.876	124.769
	Lateinamerika	396,3	16.396	31.014	91.278	138.689	122.293
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	1.780,7	68.963	149.898	110.442	329.303	260.340
	OPEC-Golf	1.268,4	45.909	107.040	27.600	180.549	134.640
	OECD 2000	997,0	52.948	37.616	100.039	190.603	137.655
	EU-28	70,0	5.923	1.151	4.079	11.152	5.230

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 11: Erdölressourcen 2013 [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	Russland	34.801	20.000	4.500	1	10.300
4	USA	24.553	15.727	850	76	7.900
5	China	20.724	16.200	25	119	4.380
6	Brasilien	13.720	13.000	–	–	720
7	Saudi-Arabien	11.800	11.800	–	–	–
8	Kasachstan	10.700	4.000	6.700	–	–
9	Iran	7.200	7.200	–	–	–
10	Irak	6.100	6.100	–	–	–
11	Angola	5.200	5.000	200	–	–
12	Nigeria	5.090	5.000	90	–	–
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	Indonesien	3.545	2.400	70	–	1.075
17	Grönland	3.500	3.500	–	–	–
18	Australien	3.480	1.100	–	–	2.380
19	Algerien	2.375	1.600	–	–	775
20	Ägypten	2.233	1.600	–	8	625
...						
95	Deutschland	115	20	–	–	95
...						
	sonstige Länder [118]	42.892	35.924	82	77	6.810
	Welt	333.925	161.350	62.517	60.783	49.275
	Europa	6.992	4.726	30	30	2.206
	GUS	49.307	27.635	11.201	21	10.450
	Afrika	31.187	25.630	331	8	5.218
	Naher Osten	29.940	29.925	–	1	14
	Austral-Asien	35.516	25.095	95	119	10.207
	Nordamerika	89.705	25.707	50.850	78	13.070
	Lateinamerika	91.278	22.632	10	60.526	8.110
	OPEC 2009	110.442	43.500	290	60.507	6.145
	OPEC-Golf	27.600	27.600	–	–	–
	OECD 2000	100.039	31.361	50.880	105	17.693
	EU-28	4.079	2.456	30	27	1.566

¹ Erdöl aus dichten Gesteinen

– keine Ressourcen

Tabelle 12: Erdölreserven 2013 [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	35.400	35.400	–	–	–
2	Kanada	27.299	666	26.565	–	68
3	Venezuela	26.650	5.450	–	21.200	–
4	Iran	21.469	21.469	–	–	–
5	Irak	19.621	19.621	–	–	–
6	Kuwait	13.810	13.810	–	–	–
7	V. Arab. Emirate	13.306	13.306	–	–	–
8	Russland	12.657	12.657	–	–	–
9	Libyen	6.580	6.580	–	–	–
10	USA	6.274	6.011	–	3	260
11	Nigeria	5.044	5.044	–	–	–
12	Kasachstan	4.082	4.082	–	–	–
13	Katar	3.435	3.435	–	–	–
14	China	2.460	2.460	–	k.A.	–
15	Brasilien	2.121	2.121	–	–	–
16	Angola	1.723	1.723	–	–	–
17	Algerien	1.660	1.660	–	–	–
18	Mexiko	1.492	1.492	–	–	–
19	Ecuador	1.202	1.202	–	k.A.	–
20	Aserbaidshjan	952	952	–	k.A.	–
...						
59	Deutschland	31	31	–	–	–
...						
	sonstige Länder [83]	11.306	11.303	–	3	–
	Welt	218.573	170.474	26.565	21.206	328
	Europa	2.116	2.113	–	3	–
	GUS	18.055	18.055	–	–	–
	Afrika	17.796	17.796	–	–	–
	Naher Osten	108.459	108.459	–	–	–
	Austral-Asien	6.067	6.067	–	–	–
	Nordamerika	35.065	8.169	26.565	3	328
	Lateinamerika	31.014	9.814	–	21.200	–
	OPEC 2009	149.898	128.698	–	21.200	–
	OPEC–Golf	107.040	107.040	–	–	–
	OECD 2000	37.616	10.720	26.565	3	328
	EU–28	1.151	1.151	–	–	–

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

Tabelle 13: Erdölförderung 2013

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	523,6	12,5	12,5
2	Russland	522,6	12,4	24,9
3	USA	485,2	11,5	36,4
4	China	208,1	5,0	41,4
5	Kanada	192,4	4,6	46,0
6	Iran	177,7	4,2	50,2
7	V. Arab. Emirate	165,7	3,9	54,1
8	Kuwait	164,7	3,9	58,1
9	Venezuela	158,2	3,8	61,8
10	Irak	152,6	3,6	65,5
11	Mexiko	143,5	3,4	68,9
12	Nigeria	118,3	2,8	71,7
13	Brasilien	105,0	2,5	74,2
14	Norwegen	90,2	2,1	76,3
15	Angola	87,4	2,1	78,4
16	Katar	84,2	2,0	80,4
17	Kasachstan	83,8	2,0	82,4
18	Algerien	72,6	1,7	84,1
19	Kolumbien	52,9	1,3	85,4
20	Libyen	48,1	1,1	86,6
...				
57	Deutschland	2,6	0,1	99,3
...				
	sonstige Länder [81]	562,5	13,4	100,0
	Welt	4.202,0	100,0	
	Europa	164,8	3,9	
	GUS	671,3	16,0	
	Afrika	430,5	10,2	
	Naher Osten	1.333,5	31,7	
	Austral-Asien	384,6	9,2	
	Nordamerika	821,1	19,5	
	Lateinamerika	396,3	9,4	
	OPEC 2009	1.780,7	42,4	
	OPEC-Golf	1.268,4	30,2	
	OECD 2000	997,0	23,7	
	EU-28	70,0	1,7	

Tabelle 14: Mineralölverbrauch 2013

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	823,7	19,5	19,5
2	China	507,4	12,0	31,5
3	Japan	226,8	5,4	36,9
4	Indien	175,2	4,1	41,0
5	Russland	153,1	3,6	44,6
6	Brasilien	147,6	3,5	48,1
7	Saudi-Arabien	127,7	3,0	51,1
8	Korea, Rep.	114,6	2,7	53,8
9	Deutschland	113,0	2,7	56,5
10	Mexiko	104,6	2,5	59,0
11	Kanada	100,9	2,4	61,4
12	Iran	88,2	2,1	63,5
13	Frankreich	81,9	1,9	65,4
14	Indonesien	73,8	1,7	67,1
15	Vereinigtes Königreich	67,0	1,6	68,7
16	Singapur	65,9	1,6	70,3
17	Italien	62,2	1,5	71,8
18	Spanien	54,6	1,3	73,1
19	Australien	47,0	1,1	74,2
20	Taiwan	42,7	1,0	75,2
	...			
	sonstige Länder [179]	1.049,3	24,8	100,0
	Welt	4.227,2	100,0	
	Europa	661,4	15,6	
	GUS	212,7	5,0	
	Afrika	178,5	4,2	
	Naher Osten	379,6	9,0	
	Austral-Asien	1.426,5	33,7	
	Nordamerika	1.029,4	24,4	
	Lateinamerika	337,5	8,0	
	OPEC 2009	436,7	10,3	
	OPEC-Golf	327,2	7,7	
	OECD 2000	2.046,9	48,4	
	EU-28	596,6	14,1	

Tabelle 15: Erdölexport 2013

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Saudi-Arabien	376,2	18,2	18,2
2	Russland	235,0	11,4	29,5
3	Kanada	144,2	7,0	36,5
4	V. Arab. Emirate	126,3	6,1	42,6
5	Irak	118,7	5,7	48,3
6	Nigeria	109,0	5,3	53,6
7	Kuwait	102,3	4,9	58,5
8	Venezuela	96,1	4,6	63,2
9	Angola	83,0	4,0	67,2
10	Kasachstan	69,5	3,4	70,6
11	Mexiko	62,9	3,0	73,6
12	Norwegen	59,4	2,9	76,5
13	Iran	54,6	2,6	79,1
14	Oman	41,6	2,0	81,1
15	Algerien	37,0	1,8	82,9
16	Aserbaidshan	36,6	1,8	84,7
17	Vereinigtes Königreich	35,6	1,7	86,4
18	Katar	29,8	1,4	87,8
19	Libyen	29,3	1,4	89,2
20	Ecuador	19,3	0,9	90,2
...				
71	Deutschland	< 0,05	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [54]	203,5	9,8	100,0
	Welt	2.069,8	100,0	
	Europa	110,8	5,4	
	GUS	347,2	16,8	
	Afrika	315,4	15,2	
	Naher Osten	854,6	41,3	
	Austral-Asien	69,5	3,4	
	Nordamerika	213,0	10,3	
	Lateinamerika	159,4	7,7	
	OPEC 2009	1.181,5	57,1	
	OPEC-Golf	807,9	39,0	
	OECD 2000	339,3	16,4	
	EU-28	50,9	2,5	

Tabelle 16: Erdölimport 2013

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

Rang	Land/Region	Mio. t	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	383,3	17,9	17,9
2	China	278,1	13,0	31,0
3	Indien	187,9	8,8	39,8
4	Japan	183,2	8,6	48,3
5	Korea, Rep.	121,8	5,7	54,0
6	Deutschland	90,4	4,2	58,3
7	Italien	58,6	2,7	61,0
8	Spanien	57,9	2,7	63,7
9	Frankreich	55,5	2,6	66,3
10	Vereinigtes Königreich	48,9	2,3	68,6
11	Niederlande	47,3	2,2	70,8
12	Taiwan	42,3	2,0	72,8
13	Thailand	41,9	2,0	74,8
14	Singapur	39,0	1,8	76,6
15	Kanada	34,8	1,6	78,2
16	Belgien	30,5	1,4	79,7
17	Australien	24,2	1,1	80,8
18	Polen	23,3	1,1	81,9
19	Griechenland	23,0	1,1	83,0
20	Brasilien	20,1	0,9	83,9
	...			
	sonstige Länder [65]	344,1	16,1	100,0
	Welt	2.136,1	100,0	
	Europa	571,8	26,8	
	GUS	30,2	1,4	
	Afrika	16,5	0,8	
	Naher Osten	41,0	1,9	
	Austral-Asien	986,9	46,2	
	Nordamerika	418,6	19,6	
	Lateinamerika	71,2	3,3	
	OECD 2000	1.290,8	60,4	
	EU-28	539,9	25,3	

Tabelle 17: Übersicht Erdgas 2013 [Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
EUROPA	Albanien	< 0,05	8	2	50	60	52
	Bulgarien	0,3	7	5	575	587	580
	Dänemark	4,8	178	34	950	1.162	984
	Deutschland	11,1	1.010	104	1.860	2.973	1.964
	Frankreich	0,3	228	10	3.984	4.222	3.994
	Griechenland	< 0,05	1	1	10	12	11
	Irland	0,3	56	25	50	131	75
	Italien	7,1	743	52	405	1.199	456
	Kroatien	1,9	70	23	50	143	73
	Litauen	–	–	–	< 0,5	< 0,5	< 0,5
	Malta	–	–	–	10	10	10
	Niederlande	84,5	3.461	947	1.621	6.029	2.568
	Norwegen	107,1	1.874	2.049	2.095	6.018	4.144
	Österreich	1,4	97	14	33	143	47
	Polen	4,6	257	92	797	1.146	889
	Portugal	–	–	–	40	40	40
	Rumänien	10,6	1.286	116	1.590	2.992	1.706
	Schweden	–	–	–	280	280	280
	Serbien	0,6	33	21	10	64	31
	Slowakei	0,1	26	12	10	48	22
	Slowenien	< 0,05	k.A.	1	15	16	16
	Spanien	0,1	11	3	2.435	2.449	2.438
	Tschechische Republik	0,4	15	3	130	148	133
	Türkei	0,5	14	7	1.153	1.174	1.160
Ungarn	1,9	227	11	347	585	358	
Vereinigtes Königreich	38,5	2.459	452	1.761	4.672	2.213	
Zypern	–	–	–	250	250	250	
GUS	Armenien	–	–	–	180	180	180
	Aserbaidshjan	16,7	544	991	2.000	3.535	2.991
	Georgien	< 0,05	3	8	102	113	110
	Kasachstan	32,1	503	1.939	3.400	5.842	5.339
	Kirgisistan	< 0,05	7	6	20	33	26
	Moldau, Republik	–	–	–	20	20	20
	Russland	627,6	21.080	47.804	152.050	220.934	199.854
	Tadschikistan	< 0,05	9	6	100	114	106
	Turkmenistan	62,3	2.494	9.967	15.000	27.461	24.967
	Ukraine	19,4	1.984	960	5.930	8.874	6.890
	Usbekistan	58,7	2.195	1.635	1.500	5.330	3.135
	Weißrussland	0,2	13	3	10	26	13
	Ägypten	56,1	775	2.185	10.830	13.790	13.015
Algerien	79,6	2.228	4.504	26.720	33.452	31.224	

Fortsetzung Tabelle 17
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
Angola	0,9	22	275	1.200	1.497	1.475
Äquatorialguinea	6,3	42	119	120	281	239
Äthiopien	k.A.	k.A.	25	20	45	45
Benin	–	k.A.	1	100	101	101
Botsuana	–	–	–	1.840	1.840	1.840
Côte d'Ivoire	1,8	26	16	400	442	416
Eritrea	–	–	–	100	100	100
Gabun	0,4	5	26	600	631	626
Gambia	–	–	–	25	25	25
Ghana	k.A.	k.A.	27	300	327	327
Guinea	–	–	–	200	200	200
Guinea-Bissau	–	–	–	50	50	50
Kamerun	0,3	k.A.	151	200	351	351
Kenia	–	–	–	600	600	600
Kongo, DR	k.A.	k.A.	1	10	11	11
Kongo, Rep.	0,2	k.A.	121	200	321	321
Liberia	–	–	–	200	200	200
Libyen	12,0	294	1.549	4.650	6.493	6.199
Madagaskar	–	–	2	4.700	4.702	4.702
Marokko	0,1	3	1	2.220	2.224	2.221
Mauretanien	k.A.	k.A.	28	200	228	228
Mosambik	3,6	29	127	5.200	5.356	5.327
Namibia	–	–	70	250	320	320
Niger	–	–	–	250	250	250
Nigeria	36,1	450	5.079	3.000	8.529	8.079
Ruanda	–	–	–	50	50	50
São Tomé und Príncipe	–	–	–	100	100	100
Senegal	k.A.	k.A.	2	200	202	202
Seychellen	–	–	–	600	600	600
Sierra Leone	–	–	–	300	300	300
Simbabwe	–	–	–	10	10	10
Somalia	–	–	6	400	406	406
Südafrika	1,2	41	27	12.620	12.688	12.647
Sudan & Südsudan	k.A.	k.A.	85	250	335	335
Tansania	1,0	k.A.	37	1.400	1.437	1.437
Togo	–	–	–	100	100	100
Tschad	–	–	–	200	200	200
Tunesien	2,7	49	65	800	914	865
Uganda	–	–	14	–	14	14
Westsahara	–	–	–	228	228	228

AFRIKA

Fortsetzung Tabelle 17
[Mrd. m³]

	Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial
NAHER OSTEN	Bahrain	14,7	265	191	200	656	391
	Irak	5,8	119	3.588	4.000	7.706	7.588
	Iran	159,1	2.207	33.780	10.000	45.987	43.780
	Israel	6,4	24	285	2.000	2.309	2.285
	Jemen	10,3	37	479	500	1.015	979
	Jordanien	0,2	5	6	350	361	356
	Katar	158,5	1.268	24.681	2.000	27.949	26.681
	Kuwait	15,6	321	1.784	500	2.605	2.284
	Libanon	–	–	–	850	850	850
	Oman	31,9	374	950	1.650	2.974	2.600
	Palästina	–	–	30	350	380	380
	Saudi-Arabien	103,0	1.683	8.162	24.664	34.509	32.826
	Syrien	5,3	132	285	300	717	585
	V. Arab. Emirate	56,0	1.146	6.091	1.500	8.737	7.591
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,1	57	50	350	457	400
	Australien	50,1	1.034	3.677	32.430	37.142	36.107
	Bangladesch	21,9	324	276	800	1.400	1.076
	Brunei	12,9	399	276	200	875	476
	China	119,3	1.378	3.272	67.980	72.631	71.252
	Indien	34,5	729	1.355	6.530	8.614	7.885
	Indonesien	70,4	2.008	2.927	10.480	15.414	13.407
	Japan	2,9	133	21	5	158	26
	Kambodscha	–	–	–	50	50	50
	Korea, Rep.	0,5	k.A.	1	50	51	51
	Laos	–	–	–	5	5	5
	Malaysia	69,1	1.200	2.351	1.900	5.451	4.251
	Mongolei	–	–	–	133	133	133
	Myanmar	12,1	170	283	2.000	2.453	2.283
	Neuseeland	4,8	155	29	353	538	382
	Pakistan	38,6	797	723	4.570	6.090	5.293
	Papua-Neuguinea	0,1	3	155	1.000	1.158	1.155
	Philippinen	3,5	36	83	502	621	585
	Sri Lanka	–	–	–	300	300	300
	Taiwan	0,3	51	6	5	63	11
Thailand	41,8	532	272	740	1.544	1.012	
Timor-Leste	k.A.	k.A.	88	300	388	388	
Vietnam	9,8	91	617	1.392	2.100	2.009	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	3.900	3.900	3.900
	Kanada	154,8	5.833	2.023	37.493	45.349	39.516
	Mexiko	45,8	1.570	348	17.770	19.687	18.118
	USA	687,2	33.556	9.345	54.246	97.147	63.591

Fortsetzung Tabelle 17
[Mrd. m³]

Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamtpotenzial	Verbl. Potenzial	
LATEINAMERIKA	Argentinien	36,9	1.104	316	23.710	25.129	24.026
	Barbados	k.A.	k.A.	2	150	152	152
	Belize	–	–	–	10	10	10
	Bolivien	20,8	240	317	1.620	2.177	1.937
	Brasilien	21,3	266	458	18.440	19.164	18.898
	Chile	0,9	108	41	1.510	1.659	1.551
	Ecuador	0,6	6	6	20	32	26
	Falklandinseln	–	–	–	1.500	1.500	1.500
	(Französisch-) Guyana	–	–	–	400	400	400
	Grenada	–	–	–	25	25	25
	Guatemala	–	–	–	10	10	10
	Guyana	–	–	–	100	100	100
	Haiti	–	–	–	50	50	50
	Kolumbien	12,6	243	162	2.282	2.688	2.444
	Kuba	1,0	14	71	400	485	471
	Paraguay	–	–	–	2.420	2.420	2.420
	Peru	12,8	103	435	200	739	635
	Puerto Rico	–	–	–	30	30	30
	Suriname	–	–	–	300	300	300
	Trinidad und Tobago	42,8	587	352	500	1.439	852
Uruguay	–	–	–	828	828	828	
Venezuela	28,4	1.079	5.558	7.230	13.867	12.788	
Welt	3.421,0	106.244	198.051	638.349	942.643	836.399	
LÄNDERGRUPPE	Europa	276,3	12.062	3.983	20.510	36.554	24.493
	GUS	817,1	28.832	63.319	180.312	272.462	243.631
	Afrika	202,2	3.963	14.544	81.443	99.950	95.987
	Naher Osten	566,8	7.580	80.311	48.864	136.754	129.175
	Austral-Asien	492,5	9.098	16.461	132.075	157.634	148.536
	Nordamerika	887,8	40.959	11.715	113.410	166.083	125.124
	Lateinamerika	178,3	3.751	7.718	61.735	73.205	69.454
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	655,6	10.822	95.057	85.484	191.363	180.541
	OPEC-Golf	498,0	6.743	78.086	42.664	127.493	120.750
	OECD 2000	1.209,0	52.938	19.258	164.208	236.404	183.466
	EU-28	168,0	10.133	1.904	17.202	29.239	19.106

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 18: Erdgasressourcen 2013 [Mrd. m³]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell	nicht-konventionell		
				Schiefergas	CBM	Tight Gas
1	Russland	152.050	110.000	9.500	12.550	20.000
2	China	67.980	20.000	25.080	10.900	12.000
3	USA	54.246	23.500	17.276	4.470	9.000
4	Kanada	37.493	10.110	16.230	3.653	7.500
5	Australien	32.430	5.400	12.380	6.650	8.000
6	Algerien	26.720	1.200	20.020	–	5.500
7	Saudi-Arabien	24.664	19.000	5.664	–	–
8	Argentinien	23.710	1.000	22.710	–	–
9	Brasilien	18.440	11.500	6.940	–	–
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	Indonesien	10.480	6.000	1.300	3.180	–
15	Iran	10.000	10.000	–	–	–
16	Venezuela	7.230	2.500	4.730	–	–
17	Indien	6.530	2.000	2.720	1.810	–
18	Ukraine	5.930	500	3.630	1.800	–
19	Mosambik	5.200	5.200	–	–	–
20	Madagaskar	4.700	4.700	–	–	–
...						
38	Deutschland	1.860	20	1.300	450	90
...						
	sonstige Länder [122]	92.465	59.462	27.683	4.338	982
	Welt	638.349	318.392	206.483	50.401	63.072
	Europa	20.510	5.527	13.257	1.615	112
	GUS	180.312	131.430	13.130	15.752	20.000
	Afrika	81.443	34.765	39.768	1.410	5.500
	Naher Osten	48.864	42.250	5.864	–	750
	Austral-Asien	132.075	43.915	44.700	23.260	20.200
	Nordamerika	113.410	39.810	48.946	8.153	16.500
	Lateinamerika	61.735	20.695	40.818	212	10
	OPEC 2009	85.484	46.120	33.864	–	5.500
	OPEC-Golf	42.664	37.000	5.664	–	–
	OECD 2000	164.208	50.547	72.663	16.386	24.612
	EU-28	17.202	3.172	12.587	1.332	112

– keine Ressourcen bzw. keine Angaben

Tabelle 19: Erdgasreserven 2013 [Mrd. m³]

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

Rang	Land / Region	Summe	konventionell ¹	nicht-konventionell ²	
				Schiefergas	CBM
1	Russland	47.804	47.760	–	44
2	Iran	33.780	33.780	–	–
3	Katar	24.681	24.681	–	–
4	Turkmenistan	9.967	9.967	–	–
5	USA	9.345	5.295	3.665	385
6	Saudi-Arabien	8.162	8.162	–	–
7	V. Arab. Emirate	6.091	6.091	–	–
8	Venezuela	5.558	5.558	–	–
9	Nigeria	5.079	5.079	–	–
10	Algerien	4.504	4.504	–	–
11	Australien	3.677	2.698	< 0,5	979
12	Irak	3.588	3.588	–	–
13	China	3.272	3.201	k.A.	71
14	Indonesien	2.927	2.927	–	–
15	Malaysia	2.351	2.351	–	–
16	Ägypten	2.185	2.185	–	–
17	Norwegen	2.049	2.049	–	–
18	Kanada	2.023	1.971	k.A.	52
19	Kasachstan	1.939	1.939	–	–
20	Kuwait	1.784	1.784	–	–
...					
53	Deutschland	104	104	–	–
...					
	sonstige Länder [83]	17.183	16.902	–	280
	Welt	198.051	192.575	3.665	1.811
	Europa	3.983	3.983	–	–
	GUS	63.319	63.275	–	44
	Afrika	14.544	14.544	–	–
	Naher Osten	80.311	80.311	–	–
	Austral-Asien	16.461	15.131	< 0,5	1.330
	Nordamerika	11.715	7.613	3.665	436
	Lateinamerika	7.718	7.718	–	–
	OPEC 2009	95.057	95.057	–	–
	OPEC-Golf	78.086	78.086	–	–
	OECD 2000	19.258	14.178	3.665	1.415
	EU-28	1.904	1.904	–	–

k. A. keine Angaben

– keine Reserven

¹ einschließlich Tight Gas² z. T. Datenstand 2012

Tabelle 20: Erdgasförderung 2013

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	687,2	20,1	20,1
2	Russland	627,6	18,3	38,4
3	Iran	159,1	4,7	43,1
4	Katar	158,5	4,6	47,7
5	Kanada	154,8	4,5	52,2
6	China	119,3	3,5	55,7
7	Norwegen	107,1	3,1	58,9
8	Saudi-Arabien	103,0	3,0	61,9
9	Niederlande	84,5	2,5	64,3
10	Algerien	79,6	2,3	66,7
11	Indonesien	70,4	2,1	68,7
12	Malaysia	69,1	2,0	70,7
13	Turkmenistan	62,3	1,8	72,6
14	Usbekistan	58,7	1,7	74,3
15	Ägypten	56,1	1,6	75,9
16	V. Arab. Emirate	56,0	1,6	77,6
17	Australien	50,1	1,5	79,0
18	Mexiko	45,8	1,3	80,4
19	Trinidad und Tobago	42,8	1,3	81,6
20	Thailand	41,8	1,2	82,8
...				
41	Deutschland	11,1	0,3	96,9
...				
	sonstige Länder [69]	576,1	16,8	100,0
	Welt	3.421,0	100,0	
	Europa	276,3	8,1	
	GUS	817,1	23,9	
	Afrika	202,2	5,9	
	Naher Osten	566,8	16,6	
	Austral-Asien	492,5	14,4	
	Nordamerika	887,8	26,0	
	Lateinamerika	178,3	5,2	
	OPEC 2009	655,6	19,2	
	OPEC-Golf	498,0	14,6	
	OECD 2000	1.209,0	35,3	
	EU-28	168,0	4,9	

Tabelle 21: Erdgasverbrauch 2013

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	736,8	21,5	21,5
2	Russland	466,8	13,6	35,1
3	China	161,6	4,7	39,8
4	Iran	155,2	4,5	44,3
5	Japan	122,0	3,6	47,8
6	Kanada	103,5	3,0	50,8
7	Saudi-Arabien	103,0	3,0	53,8
8	Deutschland	91,0	2,7	56,5
9	Vereinigtes Königreich	77,3	2,3	58,7
10	Italien	70,1	2,0	60,8
11	V. Arab. Emirate	68,3	2,0	62,8
12	Mexiko	64,6	1,9	64,7
13	Korea, Rep.	53,2	1,5	66,2
14	Thailand	52,2	1,5	67,7
15	Indien	51,4	1,5	69,2
16	Ägypten	51,4	1,5	70,7
17	Argentinien	48,0	1,4	72,1
18	Türkei	45,6	1,3	73,5
19	Usbekistan	45,2	1,3	74,8
20	Ukraine	45,0	1,3	76,1
	...			
	sonstige Länder [90]	821,4	23,9	100,0
	Welt	3.433,7	100,0	
	Europa	515,4	15,0	
	GUS	636,5	18,5	
	Afrika	119,8	3,5	
	Naher Osten	438,3	12,8	
	Austral-Asien	650,8	19,0	
	Nordamerika	904,9	26,4	
	Lateinamerika	168,2	4,9	
	OPEC 2009	465,3	13,6	
	OPEC-Golf	383,1	11,2	
	OECD 2000	1.599,3	46,6	
	EU-28	458,7	13,4	

Tabelle 22: Erdgasexport 2013

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russland	210,7	20,3	20,3
2	Katar	125,5	12,1	32,4
3	Norwegen	102,8	9,9	42,3
4	Kanada	78,9	7,6	49,9
5	Niederlande	59,5	5,7	55,6
6	Algerien	46,7	4,5	60,1
7	USA	44,5	4,3	64,4
8	Turkmenistan	40,1	3,9	68,2
9	Malaysia	35,4	3,4	71,6
10	Indonesien	31,3	3,0	74,6
11	Australien	30,2	2,9	77,6
12	Nigeria	24,5	2,4	79,9
13	Deutschland	20,9	2,0	81,9
14	Trinidad und Tobago	19,8	1,9	83,8
15	Bolivien	17,6	1,7	85,5
16	Usbekistan	12,0	1,2	86,7
17	Kasachstan	11,8	1,1	87,8
18	Oman	11,5	1,1	88,9
19	Myanmar	10,7	1,0	90,0
20	Vereinigtes Königreich	10,0	1,0	90,9
...				
	sonstige Länder [30]	94,3	9,1	100,0
	Welt	1.038,7	100,0	
	Europa	218,2	21,0	
	GUS	282,7	27,2	
	Afrika	89,3	8,6	
	Naher Osten	160,7	15,5	
	Austral-Asien	119,2	11,5	
	Nordamerika	123,4	11,9	
	Lateinamerika	45,1	4,3	
	OPEC 2009	219,4	21,1	
	OPEC-Golf	142,2	13,7	
	OECD 2000	371,5	35,8	
	EU-28	114,8	11,1	

Tabelle 23: Erdgasimport 2013

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

Rang	Land/Region	Mrd. m ³	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Japan	119,0	11,5	11,5
2	Deutschland	100,4	9,7	21,1
3	USA	81,6	7,9	29,0
4	Italien	62,0	6,0	35,0
5	Korea, Rep.	53,2	5,1	40,1
6	China	51,9	5,0	45,1
7	Vereinigtes Königreich	48,6	4,7	49,8
8	Frankreich	47,9	4,6	54,4
9	Türkei	45,3	4,4	58,7
10	Spanien	35,4	3,4	62,1
11	Russland	33,5	3,2	65,4
12	Ukraine	26,9	2,6	68,0
13	Kanada	26,6	2,6	70,5
14	Belgien	23,0	2,2	72,7
15	V. Arab. Emirate	19,9	1,9	74,7
16	Mexiko	18,5	1,8	76,4
17	Weißrussland	18,1	1,7	78,2
18	Indien	17,1	1,6	79,8
19	Brasilien	15,9	1,5	81,4
20	Niederlande	15,5	1,5	82,8
	...			
	sonstige Länder [55]	178,1	17,2	100,0
	Welt	1.038,1	100,0	
	Europa	460,0	44,3	
	GUS	90,5	8,7	
	Afrika	7,9	0,8	
	Naher Osten	31,1	3,0	
	Austral-Asien	286,6	27,6	
	Nordamerika	126,7	12,2	
	Lateinamerika	35,2	3,4	
	OPEC 2009	28,9	2,8	
	OPEC-Golf	27,1	2,6	
	OECD 2000	751,7	72,4	
	EU-28	408,7	39,4	

Tabelle 24: Übersicht Hartkohle 2013 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
EUROPA	Belgien	–	–	4.100	4.100
	Bulgarien	2,1	192	3.920	4.112
	Deutschland	8,3	31	82.959	82.990
	Frankreich	0,3	–	160	160
	Irland	–	14	26	40
	Italien	0,1	10	600	610
	Montenegro	–	142	195	337
	Niederlande	–	497	2.750	3.247
	Norwegen	1,9	12	79	91
	Polen	77,0	15.890	162.581	178.471
	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	4,4	868	3.363	4.231
	Tschechische Republik	8,6	1.115	15.419	16.534
	Türkei	1,9	384	801	1.185
	Ungarn	–	276	5.075	5.351
Vereinigtes Königreich	12,8	264	186.700	186.964	
GUS	Armenien	–	163	154	317
	Georgien	0,4	201	700	901
	Kasachstan	114,6	25.605	123.090	148.695
	Kirgisistan	0,3	971	27.528	28.499
	Russland	279,0	69.634	2.624.612	2.694.246
	Tadschikistan	0,5	375	3.700	4.075
	Turkmenistan	–	–	800	800
	Ukraine	83,4	32.039	49.006	81.045
	Usbekistan	< 0,05	1.375	9.477	10.852
AFRIKA	Ägypten	0,3	16	166	182
	Algerien	–	59	164	223
	Botsuana	1,5	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	5,6	1.792	21.844	23.636
	Namibia	–	–	350	350
	Niger	0,2	–	90	90
	Nigeria	< 0,05	287	1.857	2.144
	Sambia	0,4	45	900	945
	Simbabwe	3,0	502	25.000	25.502
	Südafrika	255,9	9.893	203.667	213.560
	Swasiland	0,2	144	4.500	4.644
Tansania	0,2	269	1.141	1.410	
Uganda	–	–	800	800	
NO	Iran	2,0	1.203	40.000	41.203

Fortsetzung Tabelle 24
[Mt]

Land / Region		Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Afghanistan	0,7	66	k.A.	66
	Australien	409,6	62.095	1.536.666	1.598.761
	Bangladesch	0,9	293	2.967	3.260
	Bhutan	0,1	k.A.	k.A.	k.A.
	China	3.533,0	120.697	5.344.649	5.465.346
	Indien	565,6	81.897	175.656	257.552
	Indonesien	430,0	13.511	91.285	104.796
	Japan	1,2	340	13.543	13.883
	Korea, DVR	31,6	600	10.000	10.600
	Korea, Rep.	1,8	326	1.360	1.686
	Laos	0,2	4	58	62
	Malaysia	2,6	141	1.068	1.209
	Mongolei	25,3	1.170	39.854	41.024
	Myanmar	1,1	3	248	252
	Nepal	< 0,05	1	7	8
	Neukaledonien	–	2	k.A.	2
	Neuseeland	4,2	825	2.350	3.175
	Pakistan	1,9	207	5.789	5.996
	Philippinen	7,8	211	1.012	1.223
	Taiwan	–	1	101	102
Vietnam	41,0	3.116	3.519	6.635	
NORD-AMERIKA	Grönland	–	183	200	383
	Kanada	59,9	4.346	183.260	187.606
	Mexiko	15,7	1.160	3.000	4.160
	USA	823,1	223.435	6.457.573	6.681.008
LATEINAMERIKA	Argentinien	0,1	500	300	800
	Bolivien	–	1	k.A.	1
	Brasilien	–	1.547	4.665	6.212
	Chile	2,4	1.181	4.135	5.316
	Costa Rica	–	–	17	17
	Kolumbien	85,5	4.881	9.928	14.809
	Peru	0,2	102	1.465	1.567
	Venezuela	2,3	731	5.981	6.712
Welt	6.913,0	688.456	17.685.012	18.373.468	
LÄNDERGRUPPE	Europa	117,4	20.169	471.678	491.847
	GUS	478,2	130.362	2.839.068	2.969.429
	Afrika	267,4	13.150	283.611	296.761
	Naher Osten	2,0	1.203	40.000	41.203
	Austral-Asien	5.058,7	285.506	7.230.132	7.515.638
	Nordamerika	898,8	229.124	6.644.033	6.873.157
	Lateinamerika	90,4	8.943	26.491	35.434
	Antarktis	–	–	150.000	150.000
	WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	4,3	2.279	48.002
OPEC-Golf		2,0	1.203	40.000	41.203
OECD 2000		1.430,8	312.076	8.662.587	8.974.663
EU-28		113,6	19.229	470.150	489.379

k. A. keine Angaben

– keine Förderung, Reserven oder Ressourcen

Tabelle 25: Hartkohleressourcen 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	6.457.573	36,5	36,5
2	China	5.344.649	30,2	66,7
3	Russland ¹	2.624.612	14,8	81,6
4	Australien	1.536.666	8,7	90,3
5	Südafrika	203.667	1,2	91,4
6	Vereinigtes Königreich	186.700	1,1	92,5
7	Kanada	183.260	1,0	93,5
8	Indien	175.656	1,0	94,5
9	Polen	162.581	0,9	95,4
10	Kasachstan	123.090	0,7	96,1
11	Indonesien	91.285	0,5	96,6
12	Deutschland	82.959	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	15.419	0,1	98,5
	...			
	sonstige Länder [57]	272.464	1,5	100,0
	Welt	17.685.012	100,0	
	Europa	471.678	2,7	
	GUS	2.839.068	16,1	
	Afrika	283.611	1,6	
	Naher Osten	40.000	0,2	
	Austral-Asien	7.230.132	40,9	
	Nordamerika	6.644.033	37,6	
	Lateinamerika	26.491	0,1	
	Antarktis	150.000	0,8	
	OPEC 2009	48.002	0,3	
	OPEC-Golf	40.000	0,2	
	OECD 2000	8.662.587	49,0	
	EU-28	470.150	2,7	

¹ Hartkohleressourcen umfassen nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 26: Hartkohlereserven 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	223.435	32,5	32,5
2	China	120.697	17,5	50,0
3	Indien	81.897	11,9	61,9
4	Russland ¹	69.634	10,1	72,0
5	Australien	62.095	9,0	81,0
6	Ukraine ¹	32.039	4,7	85,7
7	Kasachstan	25.605	3,7	89,4
8	Polen	15.890	2,3	91,7
9	Indonesien	13.511	2,0	93,7
10	Südafrika	9.893	1,4	95,1
11	Kolumbien	4.881	0,7	95,8
12	Kanada	4.346	0,6	96,4
13	Vietnam	3.116	0,5	96,9
14	Mosambik	1.792	0,3	97,1
15	Brasilien	1.547	0,2	97,4
16	Usbekistan	1.375	0,2	97,6
17	Iran	1.203	0,2	97,7
18	Chile	1.181	0,2	97,9
19	Mongolei ¹	1.170	0,2	98,1
20	Mexiko	1.160	0,2	98,3
...				
56	Deutschland ²	31	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [50]	11.959	1,7	100,0
	Welt	688.456	100,0	
	Europa	20.169	2,9	
	GUS	130.362	18,9	
	Afrika	13.150	1,9	
	Naher Osten	1.203	0,2	
	Austral-Asien	285.506	41,5	
	Nordamerika	229.124	33,3	
	Lateinamerika	8.943	1,3	
	OPEC 2009	2.279	0,3	
	OPEC-Golf	1.203	0,2	
	OECD 2000	312.076	45,3	
	EU-28	19.229	2,8	

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 27: Hartkohleförderung 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.533,0	51,1	51,1
2	USA	823,1	11,9	63,0
3	Indien	565,6	8,2	71,2
4	Indonesien	430,0	6,2	77,4
5	Australien	409,6	5,9	83,3
6	Russland ¹	279,0	4,0	87,4
7	Südafrika	255,9	3,7	91,1
8	Kasachstan	114,6	1,7	92,7
9	Kolumbien	85,5	1,2	94,0
10	Ukraine ¹	83,4	1,2	95,2
11	Polen	77,0	1,1	96,3
12	Kanada	59,9	0,9	97,2
13	Vietnam	41,0	0,6	97,8
14	Korea, DVR	31,6	0,5	98,2
15	Mongolei ¹	25,3	0,4	98,6
16	Mexiko	15,7	0,2	98,8
17	Vereinigtes Königreich	12,8	0,2	99,0
18	Tschechische Republik ¹	8,6	0,1	99,1
19	Deutschland	8,3	0,1	99,2
20	Philippinen	7,8	0,1	99,3
	...			
	sonstige Länder [38]	45,2	0,7	100,0
	Welt	6.913,0	100,0	
	Europa	117,4	1,7	
	GUS	478,2	6,9	
	Afrika	267,4	3,9	
	Naher Osten	2,0	0,0	
	Austral-Asien	5.058,7	73,2	
	Nordamerika	898,8	13,0	
	Lateinamerika	90,4	1,3	
	OPEC 2009	4,3	0,1	
	OPEC-Golf	2,0	0,0	
	OECD 2000	1.430,8	20,7	
	EU-28	113,6	1,6	

¹ Hartkohleförderung beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 28: Hartkohleverbrauch 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	3.840,0	55,6	55,6
2	USA	760,0	11,0	66,6
3	Indien	740,0	10,7	77,3
4	Südafrika	186,0	2,7	80,0
5	Japan	180,0	2,6	82,6
6	Russland ¹	170,0	2,5	85,0
7	Korea, Rep.	128,0	1,9	86,9
8	Ukraine ¹	87,0	1,3	88,1
9	Kasachstan	83,0	1,2	89,3
10	Polen	76,0	1,1	90,4
11	Taiwan	68,0	1,0	91,4
12	Deutschland	61,3	0,9	92,3
13	Vereinigtes Königreich	60,1	0,9	93,2
14	Australien	51,0	0,7	93,9
15	Kanada	31,8	0,5	94,4
16	Vietnam	27,5	0,4	94,8
17	Türkei	27,0	0,4	95,2
18	Malaysia	25,0	0,4	95,5
19	Mexiko	22,0	0,3	95,8
20	Italien	20,5	0,3	96,1
	...			
	sonstige Länder [79]	267,2	3,9	100,0
	Welt	6.911,4	100,0	
	Europa	339,1	4,9	
	GUS	341,1	4,9	
	Afrika	198,7	2,9	
	Naher Osten	16,2	0,2	
	Austral-Asien	5.158,4	74,6	
	Nordamerika	813,8	11,8	
	Lateinamerika	44,0	0,6	
	OPEC 2009	4,8	0,1	
	OPEC-Golf	4,5	0,1	
	OECD 2000	1.506,0	21,8	
	EU-28	309,8	4,5	

¹ Hartkohleverbrauch beinhaltet nur Steinkohle und Anthrazit nach nationaler Klassifikation

Tabelle 29: Hartkohleexport 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Indonesien	424,3	31,5	31,5
2	Australien	358,2	26,6	58,0
3	Russland	143,0	10,6	68,6
4	USA	106,7	7,9	76,5
5	Kolumbien	76,7	5,7	82,2
6	Südafrika	73,0	5,4	87,6
7	Kanada	36,6	2,7	90,3
8	Kasachstan	29,0	2,1	92,5
9	Mongolei	18,4	1,4	93,9
10	Korea, DVR	16,5	1,2	95,1
11	Vietnam	15,0	1,1	96,2
12	Polen	10,8	0,8	97,0
13	Ukraine	10,5	0,8	97,8
14	China	7,3	0,5	98,3
15	Tschechische Republik	4,8	0,4	98,7
16	Mosambik	4,5	0,3	99,0
17	Philippinen	3,4	0,3	99,3
18	Neuseeland	2,1	0,2	99,4
19	Norwegen	2,1	0,2	99,6
20	Venezuela	2,0	0,2	99,7
...				
29	Deutschland	0,1	< 0,05	100,0
...				
	sonstige Länder [6]	3,8	0,3	100,0
	Welt	1.348,9	100,0	
	Europa	19,2	1,4	
	GUS	182,5	13,5	
	Afrika	77,6	5,8	
	Austral-Asien	846,2	62,7	
	Nordamerika	143,3	10,6	
	Lateinamerika	80,0	5,9	
	OPEC 2009	2,0	0,2	
	OECD 2000	522,9	38,8	
	EU-28	17,2	1,3	

Tabelle 30: Hartkohleimport 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	China	327,0	24,7	24,7
2	Japan	191,5	14,5	39,1
3	Indien	170,0	12,8	52,0
4	Korea, Rep.	126,5	9,5	61,5
5	Taiwan	66,0	5,0	66,5
6	Deutschland	50,1	3,8	70,3
7	Vereinigtes Königreich	49,4	3,7	74,0
8	Russland	29,6	2,2	76,2
9	Türkei	27,0	2,0	78,2
10	Malaysia	23,1	1,7	80,0
11	Italien	20,3	1,5	81,5
12	Brasilien	18,0	1,4	82,9
13	Thailand	17,3	1,3	84,2
14	Frankreich	17,1	1,3	85,5
15	Philippinen	14,4	1,1	86,6
16	Ukraine	14,2	1,1	87,6
17	Spanien	13,6	1,0	88,7
18	Hongkong	13,0	1,0	89,6
19	Israel	11,8	0,9	90,5
20	Niederlande	11,5	0,9	91,4
	...			
	sonstige Länder [54]	114,0	8,6	100,0
	Welt	1.325,4	100,0	
	Europa	242,5	18,3	
	GUS	44,8	3,4	
	Afrika	9,9	0,7	
	Naher Osten	14,6	1,1	
	Austral-Asien	954,0	72,0	
	Nordamerika	24,1	1,8	
	Lateinamerika	35,5	2,7	
	OPEC 2009	2,5	0,2	
	OPEC-Golf	2,5	0,2	
	OECD 2000	578,9	43,7	
	EU-28	213,4	16,1	

Tabelle 31: Übersicht Weichbraunkohle 2013 [Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
EUROPA	Albanien	< 0,05	522	205	727
	Bosnien & Herzegowina	7,0	2.264	3.010	5.274
	Bulgarien	26,2	2.174	2.400	4.574
	Deutschland	183,0	40.300	36.500	76.800
	Frankreich	–	k.A.	114	114
	Griechenland	53,6	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	6,7	332	300	632
	Montenegro	2,0	k.A.	k.A.	k.A.
	Österreich	–	–	333	333
	Polen	65,8	4.971	222.109	227.079
	Portugal	–	33	33	66
	Rumänien	24,7	280	9.640	9.920
	Serbien	39,6	7.112	13.074	20.186
	Slowakei	2,4	135	938	1.073
	Slowenien	3,7	315	341	656
	Spanien	–	319	k.A.	319
	Tschechische Republik	40,6	2.635	7.162	9.797
Türkei	58,0	2.055	11.617	13.672	
Ungarn	9,5	2.633	2.704	5.337	
Vereinigtes Königreich	–	–	1.000	1.000	
GUS	Kasachstan	5,3	k.A.	k.A.	k.A.
	Kirgisistan	1,2	k.A.	k.A.	k.A.
	Russland	73,0	90.730	1.271.672	1.362.402
	Ukraine	0,2	2.336	5.381	7.717
	Usbekistan	4,1	k.A.	k.A.	k.A.
	Weißrussland	–	–	1.500	1.500
AFRIKA	Äthiopien	< 0,05	–	–	–
	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	62,6	44.164	399.267	443.431
	Bangladesch	–	–	3	3
	China	147,0	7.350	325.465	332.815
	Indien	44,3	4.755	37.066	41.821

Fortsetzung Tabelle 31
[Mt]

	Land / Region	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	65,0	9.002	29.023	38.025
	Japan	–	10	1.026	1.036
	Korea, DVR	7,0	k.A.	k.A.	k.A.
	Laos	0,5	499	22	521
	Malaysia	–	39	412	451
	Mongolei	8,0	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	18,0	1.063	826	1.889
	Vietnam	–	244	199.876	200.120
NORD-AMERIKA	Kanada	9,0	2.236	118.270	120.506
	Mexiko	–	51	k.A.	51
	USA	69,8	30.555	1.367.838	1.398.393
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	–	7.300	7.300
	Brasilien	8,6	5.049	12.587	17.636
	Chile	0,6	k.A.	7	7
	Dominikanische Rep.	–	–	84	84
	Ecuador	–	24	k.A.	24
	Haiti	–	–	40	40
	Peru	–	–	100	100
	Welt	1.056,3	279.762	4.404.463	4.684.225
LÄNDERGRUPPE	Europa	531,0	70.527	324.616	395.143
	GUS	83,7	93.065	1.278.553	1.371.618
	Afrika	< 0,05	66	402	468
	Nahe Osten	–	–	–	–
	Austral-Asien	353,8	78.190	1.294.666	1.372.855
	Nordamerika	78,7	32.842	1.486.108	1.518.950
	Lateinamerika	9,1	5.073	20.118	25.191
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	–	81	320	401
	OECD 2000	554,5	139.730	2.177.087	2.316.816
	EU-28	409,5	56.678	287.149	343.827

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

Tabelle 32: Weichbraunkohleressourcen 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	1.367.838	31,1	31,1
2	Russland ¹	1.271.672	28,9	59,9
3	Australien	399.267	9,1	69,0
4	China	325.465	7,4	76,4
5	Polen	222.109	5,0	81,4
6	Vietnam	199.876	4,5	86,0
7	Pakistan	176.739	4,0	90,0
8	Mongolei ¹	119.426	2,7	92,7
9	Kanada	118.270	2,7	95,4
10	Indien	37.066	0,8	96,2
11	Deutschland	36.500	0,8	97,0
12	Indonesien	29.023	0,7	97,7
13	Serbien	13.074	0,3	98,0
14	Brasilien	12.587	0,3	98,3
15	Türkei	11.617	0,3	98,5
16	Rumänien	9.640	0,2	98,8
17	Kosovo	9.262	0,2	99,0
18	Argentinien	7.300	0,2	99,1
19	Tschechische Republik ¹	7.162	0,2	99,3
20	Ukraine ¹	5.381	0,1	99,4
	...			
	sonstige Länder [32]	25.189	0,6	100,0
	Welt	4.404.463	100,0	
	Europa	324.616	7,4	
	GUS	1.278.553	29,0	
	Afrika	402	0,0	
	Austral-Asien	1.294.666	29,4	
	Nordamerika	1.486.108	33,7	
	Lateinamerika	20.118	0,5	
	OPEC 2009	320	0,0	
	OECD 2000	2.177.087	49,4	
	EU-28	287.149	6,5	

¹ Weichbraunkohleressourcen enthalten ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 33: Weichbraunkohlereserven 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Russland ¹	90.730	32,4	32,4
2	Australien	44.164	15,8	48,2
3	Deutschland	40.300	14,4	62,6
4	USA	30.555	10,9	73,5
5	Indonesien	9.002	3,2	76,8
6	China	7.350	2,6	79,4
7	Serbien	7.112	2,5	81,9
8	Neuseeland	6.750	2,4	84,3
9	Brasilien	5.049	1,8	86,1
10	Polen	4.971	1,8	87,9
11	Indien	4.755	1,7	89,6
12	Griechenland	2.876	1,0	90,7
13	Pakistan	2.857	1,0	91,7
14	Tschechische Republik ¹	2.635	0,9	92,6
15	Ungarn	2.633	0,9	93,6
16	Ukraine ¹	2.336	0,8	94,4
17	Bosnien & Herzegowina ¹	2.264	0,8	95,2
18	Kanada	2.236	0,8	96,0
19	Bulgarien	2.174	0,8	96,8
20	Türkei	2.055	0,7	97,5
	...			
	sonstige Länder [22]	6.960	2,5	100,0
	Welt	279.762	100,0	
	Europa	70.527	25,2	
	GUS	93.065	33,3	
	Afrika	66	0,0	
	Austral-Asien	78.190	27,9	
	Nordamerika	32.842	11,7	
	Lateinamerika	5.073	1,8	
	OPEC 2009	81	0,0	
	OECD 2000	139.730	49,9	
	EU-28	56.678	20,3	

¹ Weichbraunkohlereserven enthalten ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 34: Weichbraunkohleförderung 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	183,0	17,3	17,3
2	China	147,0	13,9	31,2
3	Russland ¹	73,0	6,9	38,2
4	USA	69,8	6,6	44,8
5	Polen	65,8	6,2	51,0
6	Indonesien	65,0	6,2	57,1
7	Australien	62,6	5,9	63,1
8	Türkei	58,0	5,5	68,6
9	Griechenland	53,6	5,1	73,6
10	Indien	44,3	4,2	77,8
11	Tschechische Republik ¹	40,6	3,8	81,7
12	Serbien	39,6	3,7	85,4
13	Bulgarien	26,2	2,5	87,9
14	Rumänien ¹	24,7	2,3	90,2
15	Thailand	18,0	1,7	91,9
16	Ungarn ¹	9,5	0,9	92,8
17	Kanada	9,0	0,8	93,7
18	Brasilien	8,6	0,8	94,5
19	Kosovo	8,2	0,8	95,3
20	Mongolei ¹	8,0	0,8	96,0
	...			
	sonstige Länder [17]	41,9	4,0	100,0
	Welt	1.056,3	100,0	
	Europa	531,0	50,3	
	GUS	83,7	7,9	
	Austral-Asien	353,8	33,5	
	Nordamerika	78,7	7,5	
	Lateinamerika	9,1	0,9	
	OECD 2000	554,5	52,5	
	EU-28	409,5	38,8	

¹ Weichbraunkohleförderung enthält ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 35: Weichbraunkohleverbrauch 2013

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

Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Deutschland	183,0	17,8	17,8
2	China	145,0	14,1	31,9
3	Russland ¹	73,0	7,1	39,0
4	USA	69,5	6,8	45,8
5	Polen	65,8	6,4	52,2
6	Australien	62,5	6,1	58,3
7	Türkei	59,0	5,7	64,0
8	Griechenland	53,5	5,2	69,2
9	Indien	44,3	4,3	73,5
10	Tschechische Republik ¹	40,6	3,9	77,5
11	Indonesien	40,0	3,9	81,4
12	Serbien	39,6	3,9	85,2
13	Bulgarien	26,1	2,5	87,7
14	Rumänien ¹	24,7	2,4	90,2
15	Thailand	18,7	1,8	92,0
16	Ungarn ¹	9,5	0,9	92,9
17	Kanada	9,0	0,9	93,8
18	Brasilien	8,6	0,8	94,6
19	Kosovo	8,4	0,8	95,4
20	Mongolei	7,8	0,8	96,2
	...			
	sonstige Länder [15]	39,4	3,8	100,0
	Welt	1.027,7	100,0	
	Europa	532,1	51,8	
	GUS	82,6	8,0	
	Austral-Asien	325,5	31,7	
	Nordamerika	78,5	7,6	
	Lateinamerika	9,1	0,9	
	OECD 2000	555,1	54,0	
	EU-28	409,4	39,8	

¹ Weichbraunkohleverbrauch enthält ebenfalls Hartbraunkohlen

Tabelle 36: Übersicht Uran 2013 [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	–	15	15	15
	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	22,6	223	200	1.381	1.803	1.580
	Russland	3,1	156	12	789	957	801
	Ukraine	1,1	19	43	323	384	365
	Usbekistan	2,4	48	42	74	164	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	1,1	4	–	15	19	15
	Mali	–	–	–	13	13	13
	Namibia	4,3	118	–	513	630	513
	Niger	4,5	132	15	455	602	470
	Sambia	–	< 0,5	–	54	54	54
	Simbabwe	–	–	–	26	26	26
	Somalia	–	–	–	8	8	8
	Südafrika	0,5	159	113	448	720	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	6,4	189	–	1.798	1.987	1.798
	China	1,5	37	94	113	244	207
	Indien	0,4	11	–	205	216	205

Fortsetzung Tabelle 36
[kt]

	Land / Region	Förderung	Kum. Förderung	Reserven	Ressourcen	Gesamt-potenzial	Verbl. Potenzial
AUSTRAL-ASIEN	Indonesien	–	–	2	30	32	32
	Japan	k.A.	< 0,5	–	7	7	7
	Mongolei	–	1	108	1.444	1.553	1.553
	Pakistan	< 0,05	1	–	–	1	–
	Vietnam	–	–	–	84	84	84
NORD-AMERIKA	Grönland	–	–	–	271	271	271
	Kanada	9,3	474	319	1.182	1.975	1.501
	Mexiko	k.A.	< 0,5	–	6	6	6
	USA	1,8	372	39	2.564	2.975	2.603
LATEINAMERIKA	Argentinien	–	3	5	85	92	90
	Brasilien	0,2	4	155	421	580	576
	Chile	–	–	–	4	4	4
	Kolumbien	–	–	–	228	228	228
	Peru	–	–	1	41	43	43
	Welt	59,6	2.457	1.212	13.361	17.030	14.573
LÄNDERGRUPPE	Europa	0,3	456	27	520	1.003	547
	GUS	29,2	445	296	2.567	3.308	2.863
	Afrika	10,5	464	166	1.685	2.315	1.851
	Naher Osten	–	< 0,5	–	107	107	107
	Austral-Asien	8,2	239	203	3.681	4.124	3.885
	Nordamerika	11,2	846	358	4.023	5.227	4.381
	Lateinamerika	0,2	6	162	779	947	940
WIPO-GLIEDERUNG	OPEC 2009	–	< 0,5	–	36	36	36
	OPEC-Golf	–	< 0,5	–	17	17	17
	OECD 2000	17,8	1.473	383	6.301	8.157	6.684
	EU-28	0,3	456	20	518	994	538

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

Tabelle 37: Uranressourcen 2013 (>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=2+3	5	6	7=4+5+6	8	9
USA	433	k.A.	433	1.273	858	2.564	19,2	19,2
Australien	1.208	590	1.798	k.A.	k.A.	1.798	13,5	32,6
Mongolei	–	33	33	21	1.390	1.444	10,8	43,5
Kasachstan	173	503	676	405	300	1.381	10,3	53,8
Kanada	136	196	332	150	700	1.182	8,8	62,6
Russland	250	427	677	112	k.A.	789	5,9	68,5
Namibia	297	159	456	57	k.A.	513	3,8	72,4
Niger	310	80	390	14	51	455	3,4	75,8
Südafrika	121	217	338	110	k.A.	448	3,4	79,1
Brasilien	–	121	121	300	k.A.	421	3,2	82,3
Tschechische Republik	51	68	119	223	–	342	2,6	84,9
Ukraine	99	81	180	23	120	323	2,4	87,3
Grönland	–	221	221	k.A.	50	271	2,0	89,3
Kolumbien	–	k.A.	k.A.	11	217	228	1,7	91,0
Indien	98	22	120	85	k.A.	205	1,5	92,5
China	26	79	105	4	4	113	0,8	93,4
Jordanien	–	40	40	–	50	90	0,7	94,1
Argentinien	4	11	15	14	56	85	0,6	94,7
Vietnam	1	2	3	81	k.A.	84	0,6	95,3
Usbekistan	18	32	50	25	–	74	0,6	95,9
Botsuana	13	56	69	k.A.	k.A.	69	0,5	96,4
Sambia	10	15	25	30	k.A.	54	0,4	96,8
Peru	–	2	2	20	20	41	0,3	97,1
Zentralafrikanische Rep.	32	k.A.	32	k.A.	k.A.	32	0,2	97,3
Indonesien	5	2	7	24	k.A.	30	0,2	97,6
Ungarn	–	14	14	13	k.A.	27	0,2	97,8
Simbabwe	1	k.A.	1	–	25	26	0,2	98,0
Bulgarien	–	–	–	25	k.A.	25	0,2	98,2
...								
Deutschland	3	4	7	–	–	7	0,1	99,7

Fortsetzung Tabelle 37
[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	3.387	3.062	6.449	3.058	3.855	13.361	100,0	–
Europa	91	132	223	284	13	520	3,9	–
GUS	540	1.043	1.583	564	420	2.567	19,2	–
Afrika	835	563	1.398	210	76	1.685	12,6	–
Naher Osten	1	43	44	12	50	107	0,8	–
Austral-Asien	1.344	729	2.073	214	1.394	3.681	27,6	–
Nordamerika	572	417	989	1.426	1.608	4.023	30,1	–
Lateinamerika	4	134	139	347	293	779	5,8	–
OPEC 2009	21	3	24	12	–	36	0,3	–
OPEC-Golf	1	3	4	12	–	17	0,1	–
OECD 2000	1.874	1.129	3.003	1.681	1.618	6.301	47,2	–
EU-28	91	130	221	284	13	518	3,9	–

k. A. keine Angaben
– keine Ressourcen

Tabelle 38: Uranreserven 2013 (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	319	26,3	26,3
2	Kasachstan	200	16,5	42,8
3	Brasilien	155	12,8	55,6
4	Südafrika	113	9,3	64,9
5	Mongolei	108	8,9	73,9
6	China	94	7,7	81,6
7	Ukraine	43	3,5	85,1
8	Usbekistan	42	3,4	88,6
9	USA	39	3,2	91,8
10	Tansania	38	3,2	94,9
11	Niger	15	1,2	96,2
12	Russland	12	1,0	97,1
13	Slowakei	9	0,7	97,9
14	Türkei	7	0,6	98,4
15	Argentinien	5	0,4	98,9
16	Italien	5	0,4	99,2
17	Portugal	5	0,4	99,6
18	Slowenien	2	0,1	99,8
19	Indonesien	2	0,1	99,9
20	Peru	1	0,1	100,0
	Welt	1.212	100,0	
	Europa	27	2,2	
	GUS	296	24,4	
	Afrika	166	13,7	
	Austral-Asien	203	16,8	
	Nordamerika	358	29,5	
	Lateinamerika	162	13,3	
	OECD 2000	383	31,6	
	EU-28	20	1,6	

Tabelle 39: Uranressourcen 2013 (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	1.174,0	31,7	31,7
2	Kanada	357,5	9,7	41,4
3	Niger	325,0	8,8	50,2
4	Kasachstan	285,6	7,7	57,9
5	Namibia	248,2	6,7	64,6
6	Russland	216,5	5,9	70,5
7	USA	207,4	5,6	76,1
8	Südafrika	175,3	4,7	80,8
9	Brasilien	155,1	4,2	85,0
10	China	120,0	3,2	88,3
11	Mongolei	108,1	2,9	91,2
12	Ukraine	84,8	2,3	93,5
13	Usbekistan	59,4	1,6	95,1
14	Tansania	40,4	1,1	96,2
15	Zentralafrikanische Rep.	32,0	0,9	97,0
16	Botsuana	12,8	0,3	97,4
17	Sambia	9,9	0,3	97,7
18	Slowakei	8,8	0,2	97,9
19	Argentinien	8,6	0,2	98,1
20	Mali	8,5	0,2	98,4
	...			
	sonstige Länder [15]	61,0	1,6	100,0
	Welt	3.698,9	100,0	
	Europa	38,6	1,0	
	GUS	646,3	17,5	
	Afrika	865,1	23,4	
	Naher Osten	1,0	0,0	
	Austral-Asien	1.415,0	38,3	
	Nordamerika	567,8	15,4	
	Lateinamerika	165,1	4,5	
	OPEC 2009	1,0	0,0	
	OPEC-Golf	1,0	0,0	
	OECD 2000	1.782,2	48,2	
	EU-28	31,8	0,9	

Tabelle 40: Natururanproduktion 2013

Die wichtigsten Länder sowie Verteilung nach Regionen und wirtschaftspolitischen Gliederungen

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	Kasachstan	22,6	37,8	37,8
2	Kanada	9,3	15,6	53,5
3	Australien	6,4	10,6	64,1
4	Niger	4,5	7,6	71,7
5	Namibia	4,3	7,2	79,0
6	Russland	3,1	5,3	84,2
7	Usbekistan	2,4	4,0	88,3
8	USA	1,8	3,1	91,3
9	China	1,5	2,4	93,8
10	Malawi	1,1	1,9	95,7
11	Ukraine	1,1	1,8	97,5
12	Südafrika	0,5	0,9	98,4
13	Indien	0,4	0,7	99,0
14	Tschechische Republik	0,2	0,4	99,4
15	Brasilien	0,2	0,3	99,8
16	Rumänien	0,1	0,1	99,9
17	Pakistan	< 0,05	0,1	100,0
18	Deutschland ¹	< 0,05	< 0,05	100,0
	Welt	59,6	100,0	
	Europa	0,3	0,6	
	GUS	29,2	48,9	
	Afrika	10,5	17,6	
	Austral-Asien	8,2	13,8	
	Nordamerika	11,2	18,7	
	Lateinamerika	0,2	0,3	
	OECD 2000	17,8	29,8	
	EU-28	0,3	0,6	

¹ nur im Rahmen der Sanierung von Produktionsstätten als Urankonzentrat

Tabelle 41: Uranverbrauch 2013

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

Rang	Land/Region	kt	Anteil [%]	
			Land	kumuliert
1	USA	19,62	30,2	30,2
2	Frankreich	9,32	14,3	44,5
3	China	6,71	10,3	54,8
4	Russland	5,09	7,8	62,6
5	Korea, Rep.	4,22	6,5	69,1
6	Ukraine	2,35	3,6	72,7
7	Deutschland	1,89	2,9	75,6
8	Vereinigtes Königreich	1,83	2,8	78,4
9	Kanada	1,76	2,7	81,1
10	Schweden	1,51	2,3	83,4
11	Spanien	1,36	2,1	85,5
12	Indien	1,33	2,0	87,6
13	Taiwan	1,23	1,9	89,5
14	Finnland	1,13	1,7	91,2
15	Belgien	1,02	1,6	92,8
16	Slowakei	0,68	1,0	93,8
17	Tschechische Republik	0,57	0,9	94,7
18	Schweiz	0,52	0,8	95,5
19	Japan	0,37	0,6	96,0
20	Ungarn	0,36	0,5	96,6
...				
	sonstige Länder [11]	2,22	3,4	100,0
	Welt	65,07	100,0	
	Europa	20,90	32,1	
	GUS	7,53	11,6	
	Afrika	0,31	0,5	
	Naher Osten	0,17	0,3	
	Austral-Asien	13,97	21,5	
	Nordamerika	21,66	33,3	
	Lateinamerika	0,53	0,8	
	OPEC 2009	0,17	0,3	
	OPEC-Golf	0,17	0,3	
	OECD 2000	46,51	71,5	
	EU-28	20,38	31,3	

Tabelle 42: Übersicht Geothermie 2012¹

Region		el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh]	therm. Leistung [MW _{th}]	therm. Verbrauch [GWh]	ges. Leistung [MW]	ges. Verbrauch [GWh]
EUROPA	Belgien	–	–	6	18	6	18
	Dänemark	–	–	33	289	33	289
	Deutschland	29	65	220	349	249	414
	Frankreich	17	86	287	1.229	305	1.315
	Island	660	5.211	2.169	8.097	2.829	13.308
	Italien	876	5.235	77	166	952	5.401
	Litauen	–	–	14	94	14	94
	Mazedonien	–	–	43	144	43	144
	Niederlande	–	–	51	989	51	989
	Österreich	2	3	52	159	53	162
	Polen	–	–	102	160	102	160
	Portugal	23	185	2	–	25	185
	Rumänien	< 0,5	< 0,05	107	144	107	144
	Schweden	–	–	33	270	33	270
	Schweiz	–	–	8	10	8	10
	Serbien	–	–	54	231	54	231
	Slowakei	–	–	14	–	14	–
	Slowenien	–	–	4	6	4	6
	Tschechische Republik	–	–	7	25	7	25
	Türkei	242	950	835	–	1.077	950
Ungarn	–	–	188	355	188	355	
Vereinigtes Königreich	–	–	3	–	3	–	
GUS	Georgien	–	–	43	145	43	145
AFRIKA	Äthiopien	8	–	–	–	8	–
	Kenia	249	–	–	–	249	–
AUSTRAL-ASIEN	China	27	–	–	–	27	–
	Indonesien	1.341	–	–	–	1.341	–
	Japan	537	–	–	–	537	–
	Neuseeland	843	–	–	–	843	–
	Papua-Neuguinea	56	–	–	–	56	–
	Philippinen	1.848	–	–	–	1.848	–
	Thailand	< 0,5	–	–	–	< 0,5	–

Fortsetzung Tabelle 42

Region		el. Leistung [MW _e]	el. Verbrauch [GWh]	therm. Leistung [MW _{th}]	therm. Verbrauch [GWh]	ges. Leistung [MW]	ges. Verbrauch [GWh]
NORD-AMERIKA	Mexiko	1.017	–	–	–	1.017	–
	USA	3.389	18.800	–	–	3.389	18.800
LATEINAMERIKA	Costa Rica	207	–	–	–	207	–
	El Salvador	204	–	–	–	204	–
	Guatemala	48	–	–	–	48	–
	Nicaragua	150	–	–	–	150	–
Welt		11.772	72.700	4.349	148.655	16.121	221.355
LÄNDERGRUPPE	Europa	1.848	11.735	4.306	12.734	6.155	24.469
	GUS	–	–	43	145	43	145
	Afrika	257	1.500	–	–	257	1.500
	Naher Osten	–	–	–	–	–	–
	Austral-Asien	4.652	30.800	–	–	4.652	30.800
	Nordamerika	4.406	28.400	–	–	4.406	28.400
	Lateinamerika	609	–	–	–	609	–
WIPO-GLIEDER	OECD 2000	7.634	30.535	4.086	12.115	11.721	42.650
	EU-28	946	5.575	1.198	4.252	2.144	9.827

¹ Datensatz ist unvollständig. Der nächste globale Datensatz wird 2015 auf dem World Geothermal Congress (WGC) veröffentlicht

– keine Daten verfügbar

Tabelle 43: Geothermie Ressourcen 2012

Region	Theoretisches Potenzial [EJ]	Technisches Potenzial [EJ/Jahr]			
		gesamt	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

QUELLEN

Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo – ACIEP (Spanien)

Advanced Resources International Inc. – ARI (USA)

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Ministério de Minas e Energia (Brasilien)

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – AGEE

British Petroleum – BP

British Geological Survey – BGS

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – BAFA

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – BMU

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie –BMWi

Bundesverband Geothermie – GtV

Bureau of Ocean Energy Management – BOEMRE (USA)

Bureau of Resources and Energy Economics – BREE (Australia)

Canadian Society for Unconventional Resources – CSUR

CARBUNION (Spanien)

China Coal Information Institute

Customs Statistics of Foreign Trade (Russische Föderation)

Dart Energy (Vereinigtes Königreich)

Department of Business Enterprise & Regulatory Reform – BERR (Vereinigtes Königreich)

Department of Energy & Climate Change – DECC (Vereinigtes Königreich)

Department of Energy – DOE (Philippinen)

Department of Energy (Südafrika)

Department of Natural Resources and Mines (Australien)

Department of Resources, Energy and Tourism (Australien)

Deutsche Energie-Agentur – dena

Deutsche Rohstoffagentur - DERA

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

Ecopetrol (Kolumbien)

Energy Delta Institute (Niederlande)

Energy Resources Conservation Board – ERCB (Kanada)

Energistyrelsen – ENS (Dänemark)

Euratom Supply Agency, European Commission – ESA

EuroGas Inc. (USA)

European Geothermal Congress – EGC

European Geothermal Energy Council – EGEC (Belgien)
Gazprom (Russische Föderation)
Geología de Exploración y Síntesis – GESSAL (Spanien)
Geological Survey of Czech Republic – ČGS
Geological Survey of India – GSI
Geological Survey of Namibia
Geoscience Australia
Geothermal Energy Association – GEA (USA)
Gesamtverband Steinkohle e.V. – GVSt
Global Methan Initiative – GMI (USA)
Grubengas Deutschland e. V. – IVG
IHS McCloskey
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
Kimberly Oil NL – KBO (Frankreich)
KNOC (Korea Republik)
Korea Energy Economics Institute – KEEI
Korea Gas Corporation – KOGAS
L&M Energy Ltd. – LME (Neuseeland)
Mineral Resources Authority of Mongolia
Ministerio de Energía y Minas (Peru)
Ministério de Minas e Energia (Brasilien)
Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Venezuela)
Ministry of Coal (Indien)
Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy (Frankreich)
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 Affairs of 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)
Ministry of Energy, Water and Communications – MEWC (Malaysia)
Minister of Energy and Mineral Resources of Kazakhstan – MEMP PK
Ministry of Environment, Wildlife and Tourism Department of Meteorological Services – MEWT (Botsuana)
Ministry of Land and Resources (MLR) (China)
Ministry of Minerals, Energy and Water Resources, Department of Mines (Botsuana)
Ministry of Mines and Energy – MME (Brasilien)
Ministry of Mines, Industry and Energy (Äquatorialguinea)
Ministry of Petroleum and Natural Gas (Indien)
Ministry of Petroleum (Ägypten)
Nadra Luganshching LLC (Ukraine)
National Coal and Mineral Industries Holding Corporation – Vinacomin (Vietnam)
National Coal Mining Engineering Technology Research Institute (China)
Natural Gas Europe – NGE
Netherlands Organization for Applied Scientific Research – TNO
Norwegian Petroleum Directorate – NPD
Nuclear Energy Agency – NEA
Oberbergamt des Saarlandes
Office National des Hydrocarbures et des Mines (Marokko)
Oil & Gas Journal
Oxford Institute for Energy Studies (Vereinigtes Königreich)
Petrobangla (Bangladesch)
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
Renewables 2014 Global Status Report – REN21
Research Institute of Petroleum Exploration & Development – PetroChina
Russian Energy Agency – REA
Servico Geológico Mexicano – SGM
Servicio Nacional de Geología y Minería – Sernageomin (Chile)

South African Oil and Gas Alliance
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 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)
Türkiye Taşkömürleri Kurumu – TTK (Türkische Steinkohlegesellschaft)
Turkish Petroleum Corporation
Unión Cuba-Petróleo – CUPET
U.S. Energy Information Administration – EIA

U.S. Environmental Protection Agency - EPA

U.S. Geological Survey – USGS

Universidad Nacional de Colombia

University of Miskolc, Department of Geology and Mineral Resources (Ungarn)

Verein der Kohlenimporteure e.V. – VDKI

World Coal Association

World Energy Council – WEC

World Nuclear Association – WNA

GLOSSAR

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., Sitz: Berlin
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, Sitz: Berlin
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>
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
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 Überseeesgeschäft 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 (Energienministerium der USA)
downstream	Aktivitäten ab Fördersonde wie Aufbereitung, Transport, Verarbeitung, Verkauf
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGS	Enhanced Geothermal Systems

EIA	U.S. Energy Information Administration
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 (kurz: nicht-konventionelles Erdgas):</i> Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas (CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat.</p>
Erdöl	<p>natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen. Die bei der Erdgasförderung anfallenden flüssigen Kohlenwasserstoffe wie Natural Gas Liquids (NGL) und Kondensate werden der Erdölförderung zugerechnet.</p> <p><i>Konventionelles Erdöl:</i> Allgemein wird damit ein Erdöl bezeichnet, das aufgrund seiner geringen Viskosität (Zähflüssigkeit) und einer Dichte von weniger als 1g pro cm³ mit relativ einfachen Methoden und kostengünstig gefördert werden kann (Schweröl, Leichtöl, Kondensat)</p> <p><i>Nicht-konventionelles Erdöl:</i> Kohlenwasserstoffe, die nicht mit „klassischen“ Methoden gefördert werden können, sondern aufwändigerer Technik bedürfen, um sie zu gewinnen. In der Lagerstätte sind sie nur bedingt oder nicht fließfähig, was auf die hohe Viskosität bzw. Dichte (Schweröl, Bitumen) oder auf die sehr geringe Permeabilität des Speichergesteins zurückzuführen ist (Erdöl in dichten Gesteinen, Tight Oil, Schieferöl). Im Fall von Ölschiefer liegt Erdöl erst in einem Vorstadium als Kerogen vor.</p>

Erdölgas	in der Lagerstätte im Erdöl gelöstes Gas, wird bei der Erdölförderung freigesetzt
ESA EUR	Euratom Supply Agency – European Commission 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>)
Gashydrat	feste (schneeartige) molekulare Verbindung aus Gas und Wasser, die unter hohem Druck und bei niedrigen Temperaturen stabil ist.
Gesamtpotenzial (EUR)	geschätzte Gesamtmenge eines Energierohstoffs, die Lagerstätten letztendlich entnommen werden können
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
GTL	gas to liquid; Herstellung synthetischer Treibstoffe aus Erdgas mittels verschiedener Verfahren, u. a. Fischer-Tropsch-Synthese
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
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur), Organisation der OECD; Sitz: Paris
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
IOC	International Oil Companies (Internationale Erdölgesellschaften), dazu zählen u. a. die Supermajors: Chevron Corp., ExxonMobil Corp., BP plc, Royal Dutch Shell plc, Total, etc.

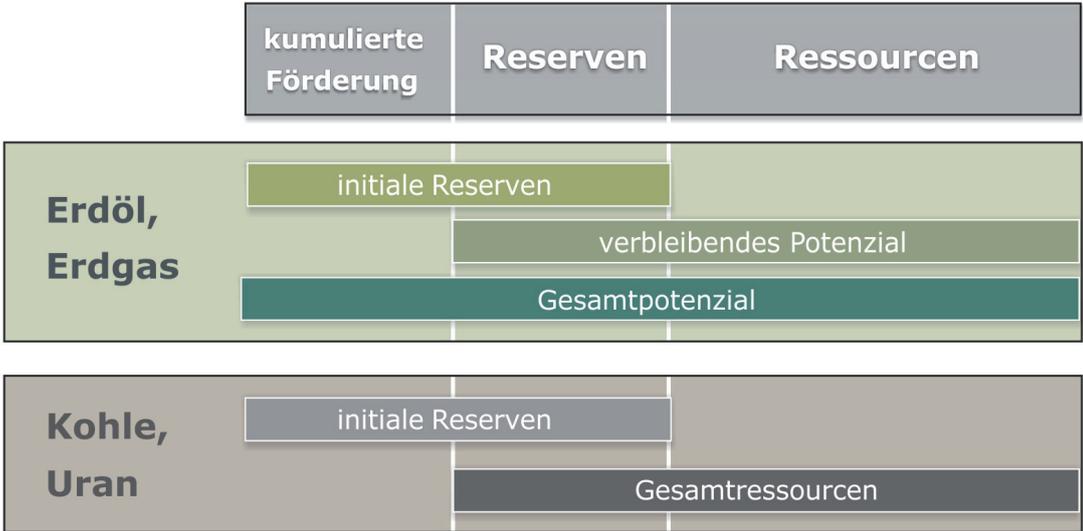
IR	inferred resources; Ressourcen von Uran, entspricht entdeckten Ressourcen, die nicht das Kriterium der Reserven erfüllen. Entspricht der früheren Klasse EAR I (EAR = estimated additional resources)
J	Joule; <i>s. u.: Maßeinheiten</i>
kumulierte Förderung	Summe der Förderung seit Förderbeginn
Lagerstätte	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. 1.400 Nm ³ Erdgas, 1 m ³ LNG wiegt ca. 0,42 t)
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
Mineralöl	Erdöl und in Raffinerien hergestellte Erdölprodukte
NEA	Nuclear Energy Agency (Kernenergieagentur); zur OECD gehörend, Sitz: Paris
NGL	natural gas liquids; Kondensat
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), Sitz: Paris; <i>s. u.: Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation Erdöl exportierender Länder), Sitz: Wien; <i>s. u.: Wirtschaftspolitische Gliederungen</i>
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; <i>s. u.: Maßeinheiten</i>
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

Reingas	normiertes Erdgas mit einem Heizwert von 9,7692 kWh / Nm ³ für Deutschland
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)
SKE	Steinkohleeinheit; entspricht der Energiemenge, die beim Verbrennen von 1 kg Steinkohle frei wird; s. u.: <i>Umrechnungsfaktoren</i>
SPE	Society of Petroleum Engineers (Vereinigung der Erdöl-Ingenieure)
Tight Gas	Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
t SKE	Tonne Steinkohleneinheiten (→ <i>SKE</i> , hier: in Tonnen) entspricht ca. 29,308 x 10 ⁹ Joule; s. u.: <i>Umrechnungsfaktoren</i>
toe	ton(s) oil equivalent (Tonne(n) Erdöläquivalent); Bezeichnung für eine Energieeinheit, die bei der Verbrennung von 1 Tonne Erdöl frei wird; s. u.: <i>Umrechnungsfaktoren</i>
upstream	alle Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus der Fördersonde; Aufsuchung (exploration), Erschließung (development) und Förderung / Produktion (exploitation/production)
Uran	ist ein natürlicher Bestandteil der Gesteine der Erdkruste. Als Natururan [Unat] (Norm-Uran) wird Uran in der in der Natur vorkommenden Isotopenzusammensetzung U-238 (99,2739 %), U-235 (0,7205 %) und U-234 (0,0056 %) bezeichnet. Für eine wirtschaftliche Gewinnbarkeit muss Uran im Gestein angereichert sein. Von wirtschaftlicher Bedeutung sind derzeit folgende Lagerstättentypen: Diskordanzgebundene, gangförmige Lagerstätte (LS), LS in Sandsteinen, Hydrothermale Ganglagerstätten, LS in Quarzkonglomeraten, proterozoische Konglomerate, Brekzienkomplex-LS, Intragranitische und metasomatische LS 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

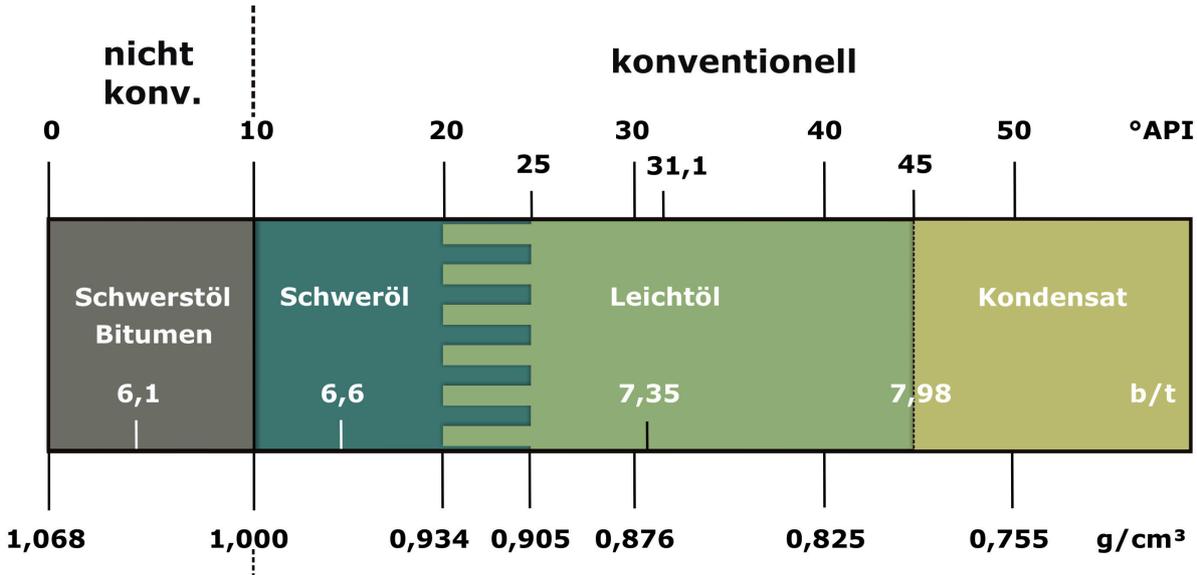
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
USD	US-Dollar; Währung der Vereinigten Staaten
USGS	United States Geological Survey (Geologischer Dienst der Vereinigten Staaten)
VDKi	Verein der Kohlenimporteure e.V.; Sitz: Hamburg
WEC	World Energy Council (Welt-Energie-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Energy Congress (Welt-Energie-Kongress)
Weichbraunkohle	Rohkohle mit Energieinhalt (aschefrei) < 16.500 kJ / kg
WNA	World Nuclear Association; Sitz: London
WPC	World Petroleum Council (Welt-Erdöl-Forum), Sitz: London, veranstaltet den World Petroleum Congress (Welt-Erdöl-Kongress)

DEFINITIONEN

Abgrenzung der Begriffe Reserven und Ressourcen



Klassifikation von Erdöl nach seiner Dichte



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

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, Riukiuiseln, 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), Macao, 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:2013**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 und Rumänien
- EU-28 Europäische Union (ab 01.07.2013)
EU-27 plus neues Mitgliedsland: Kroatien

IAEA (International Atomic Energy Agency; 160 Länder)

Afghanistan (Islamische Republik), Ägypten, Albanien, Algerien, Angola, Argentinien, Armenien, Aserbaidschan, Äthiopien, Australien, Bahrain, Bangladesch, Belgien, Belize, Benin, Bolivien (Plurinationaler Staat), Bosnien und Herzegowina, Botsuana, Brasilien, Bulgarien, Burkina Faso, Burundi, Chile, China, Costa Rica, Côte d'Ivoire, Dänemark, Deutschland, Dominica, Dominikanische Republik, Ecuador, El Salvador, Eritrea, Estland, Fidschi, Finnland, Frankreich, Gabun, Georgien, Ghana, Griechenland, Guatemala, 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, Südsudan, Sudan, Syrien (Arabische Republik), Swasiland, Tadschikistan, Tansania (Vereigte Republik), Thailand, Togo, Trinidad und Tobago, Tschad, Tschechische Republik, Türkei, Tunesien, Uganda, Ukraine, Ungarn, Uruguay, Usbekistan, Vatikanstadt, Venezuela (Bolivarische Republik), Vereinigte Arabische Emirate, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten, Vietnam, Weißrussland, Zentralafrikanische Republik, Zypern

NAFTA (North American Free Trade Agreement)

Kanada, Mexiko, Vereinigte Staaten

OECD 2000 (Organization for Economic Co-operation and Development; 30 Länder)

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

OECD 2010 OECD 2000 plus neue Mitgliedsländer: Chile, Estland, Israel und Slowenien

OPEC 2009 (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 kt = 10 ³ t
Mt	Megatonne	1 Mt = 10 ⁶ t = 1 Mio. t
Gt	Gigatonne	1 Gt = 10 ⁹ t = 1 Mrd. t
Tt	Teratonne	1 Tt = 10 ¹² t
W	Watt	1 W = 1 J/s = 1 kg m ² /s ³
MW _e	Megawatt elektrisch	1 MW = 10 ⁶ W
MW _{th}	Megawatt thermisch	1 MW = 10 ⁶ W
Wh	Wattstunde	1Wh = 3,6 kW = 3,6 kJ

UMRECHNUNGSFAKTOREN

1 t Erdöl	1 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1.101 m ³ Erdgas = 41,8 x 10 ⁹ J
1 t LNG	1.380 m ³ Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10 ⁹ J
1.000 Nm ³ Erdgas	35.315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10 ⁹ J
1 t SKE	0,70 toe = 770,7 m ³ Erdgas = 29,3 x 10 ⁹ J
1 EJ (10 ¹⁸ J)	34,1 Mio. t SKE = 23,9 Mio. toe = 26,3 Mrd. m ³ Erdgas = 278 Mrd. kWh
1 t Uran (nat.)	14.000 - 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>

