

...ist nach Erdöl und Kohle die **dritt-wichtigste [Primärenergie](#) quelle des Menschen** und wird vor allem als Brennstoff in Kraftwerken, zum Heizen von Gebäuden aber auch zunehmend für die Mobilität verwendet. Die konventionellen Erdgas

[reserven](#)

sind ähnlich gering wie die Erdöl

[reserven](#)

, so sind 1/3 davon bislang schon gefördert worden. Jedoch werden bei Erdgas momentan pro Jahr noch mehr Reserven neu erschlossen als verbraucht. Erdgaskraftwerke haben ein sehr großes Potenzial als

### **Regelkraftwerke**

in Kombination mit den fluktuierenden erneuerbaren Energien eingesetzt zu werden und werden deshalb auch zunehmend ausgebaut. Im folgenden Abschnitt soll auf die Entstehung, Verwendung, Förderung sowie auf die Vorräte von (konventionellem) Erdgas eingegangen werden. Außerdem soll eine detaillierte Betrachtung der mit der Erdgasnutzung verbundenen Auswirkungen auf die Umwelt statt finden. Anschließend werden die verschiedenen nicht-konventionellen Gasvorkommen, wie Aquifergas, Gashydrat, Kohleflözgas und Erdgas aus dichtem Gestein diskutiert. Abschließend soll eine Pro- und Contra-Tabelle die wichtigsten Vor- und Nachteile der Erdgasnutzung zusammenfassen.

## **Die Entstehung von Erdgas**

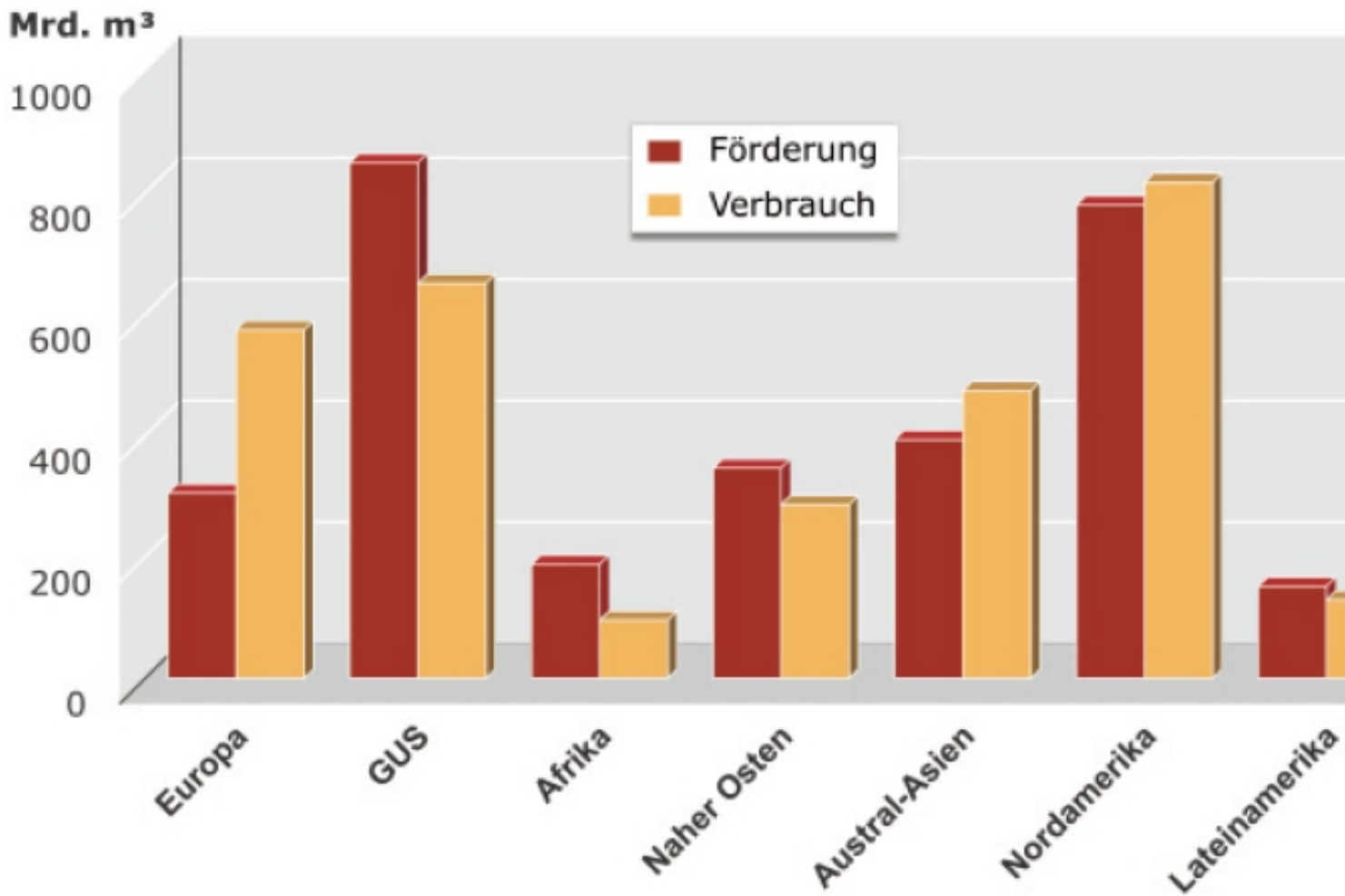
Erdgas hat sich vor Millionen von Jahren aus abgestorbenen Meeresorganismen gebildet und ist direkt mit der Entstehung von Erdöl verbunden. Die Entstehungsgeschichte von Erdgas und Erdöl finden Sie im [Erdölbeitrag](#) .

## **Verwendung**

Erdgas ist ein in der Erdkruste vorkommendes Gasgemisch, das hauptsächlich aus Methan besteht. Es kann gemeinsam mit Erdöl oder aus Kohlen gebildet werden. Die intensive Verwendung von Erdgas setzte erst Anfang des vorigen Jahrhunderts in Nordamerika ein, in Westeuropa stieg sie erst seit den 1960er bzw. 1970er Jahren deutlich an [1]. Erdgas wird überwiegend als Brennstoff in Kraftwerken, zum Heizen von Gebäuden und in der Industrie verwendet. In geringerem Umfang wird Erdgas auch in Verbrennungsmotoren eingesetzt, so

gab es Ende 2008 in Deutschland rund 80.000 erdgasbetriebene Fahrzeuge [1].

Der globale **Erdgasverbrauch** ist weiter stark ansteigend, so wurden im Jahr 2007 rund 3.000 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas verbrannt, während der Verbrauch im Jahr 2001 noch 2.500 m<sup>3</sup> betrug. Die entspricht einer Zunahme um 17 % innerhalb von 6 Jahren [1]. Die Nutzung von Erdgas konzentriert sich vor allem auf die drei Regionen Nordamerika, die GUS und Europa, was auch in Abbildung 1 zu erkennen ist. Der europäische Verbrauch kann nur durch erhebliche Erdgasimporte aus der GUS, v.a. aus Russland, gedeckt werden. Allerdings weist Russland selbst mit über 400 Mrd. m<sup>3</sup> einen sehr hohen Eigenverbrauch auf. Erdgas hat dort einen Anteil von über 50% am [Primärenergieverbrauch](#). Deutschland hat im Jahr 2007 rund 4 % des globalen Erdgasbedarfs auf sich gezogen und steht an vierter Stelle der Erdgasverbraucherliste [1].



Bezüglich der Energiebilanz ist der **Erdgastransport** ein essentieller Punkt, da Gas eine geringe Energiedichte bezogen auf sein Volumen aufweist und somit energie- und kostenaufwendiger im Transport ist als Erdöl und Kohle (siehe Abbildung 3 im

[Erdölbeitrag](#)

). Ein Großteil des Erdgases wird über

### **Pipelines**

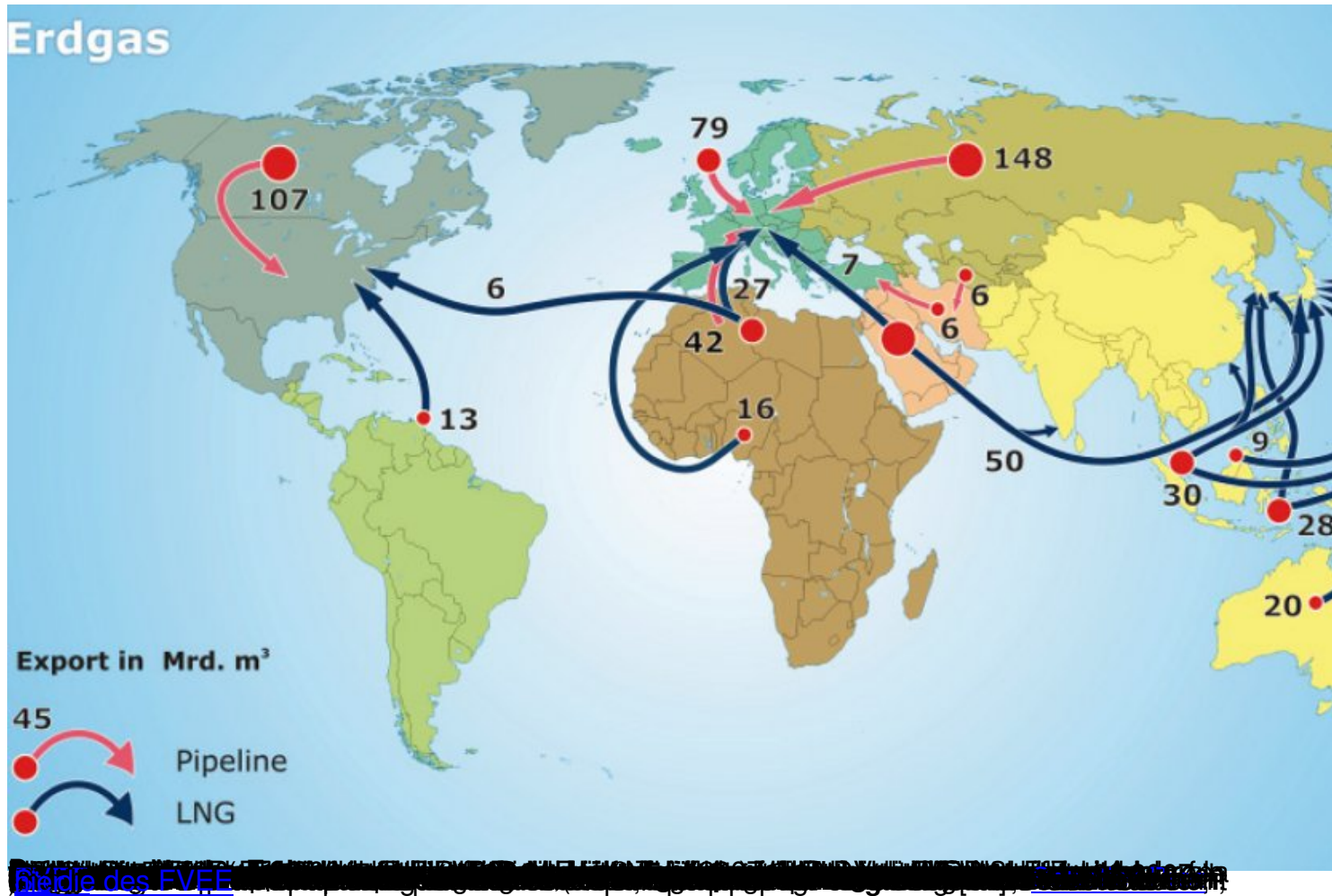
transportiert, die einen Durchmesser von bis zu 1,4 m erreichen können [1]. Es verbleibt dabei in seinem gasförmigen Zustand, wird jedoch stark komprimiert um durch das verminderte Gasvolumen eine höhere Transporteffizienz zu erreichen. Diese Pipelines können sehr lang sein, so legt das Erdgas auf der Strecke von Westsibirien nach Westeuropa insgesamt etwa 6000 km zurück [1]. Eine andere Art das Erdgas zu verteilen ist das

### **Liquefied Natural Gas (LNG)**

System, das immer stärker an Bedeutung gewinnt. Hierfür wird das Erdgas für Transportzwecke auf  $-164\text{ °C}$  abgekühlt und unter atmosphärischem Druck verflüssigt [1]. Das ursprüngliche Volumen des Erdgases reduziert sich dadurch auf ein Sechshundertstel. Das LNG-Erdgas wird in Tankern transportiert, was den Vorteil hat, dass die Erdgasverteilung flexibler ist, da keine starren Pipelines benötigt werden. Der Nachteil ist, dass die Verflüssigung des Erdgases sehr energieintensiv und somit auch kostenintensiv ist. So beträgt der spezifische Energieverbrauch innerhalb der LNG-Kette beispielsweise für den Erdgastransport von Katar an die Ostküste der USA etwa 15 % der transportierten Gesamtmenge [1]. Daher rechnet sich die energetisch aufwendige Erdgasverflüssigung beim LNG-Transport erst ab Distanzen von mehr als 3000 km, für kürzere Distanzen ist die Erdgasverteilung im gasförmigen Zustand über Pipelines effizienter. Der globale Erdgashandel mit LNG- und Pipeline-Transportsystemen ist in Abbildung 2 dargestellt. Im Jahr 2007 wurden rund 30 % der globalen Erdgasförderung grenzüberschreitend gehandelt, davon nur ein Viertel als verflüssigtes Erdgas [1]. Die sechs wichtigsten Exportländer sind Russland, Kanada, Norwegen, Algerien, die Niederlande und Turkmenistan [1].

# Erdgas

Aktualisiert Montag, den 16. April 2012 um 16:23 Uhr



[Die die des EVFE](#)



## Das Erdgaskraftwerk:

### a) Gasturbinenkraftwerk:

ist ein Kraftwerk, in dem Erdgas Gasturbinen antreibt, die wiederum einen Generator antreiben und somit Strom erzeugen. Gaskraftwerke zeichnen sich durch relativ niedrige Baukosten und durch eine sehr schnelle Regelbarkeit von Null- auf Vollast aus, was sie zum idealen Kandidaten für Regelkraftwerke, also Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energien, macht. Hinzu kommt, dass Gasturbinenkraftwerke unabhängig vom Stromnetz

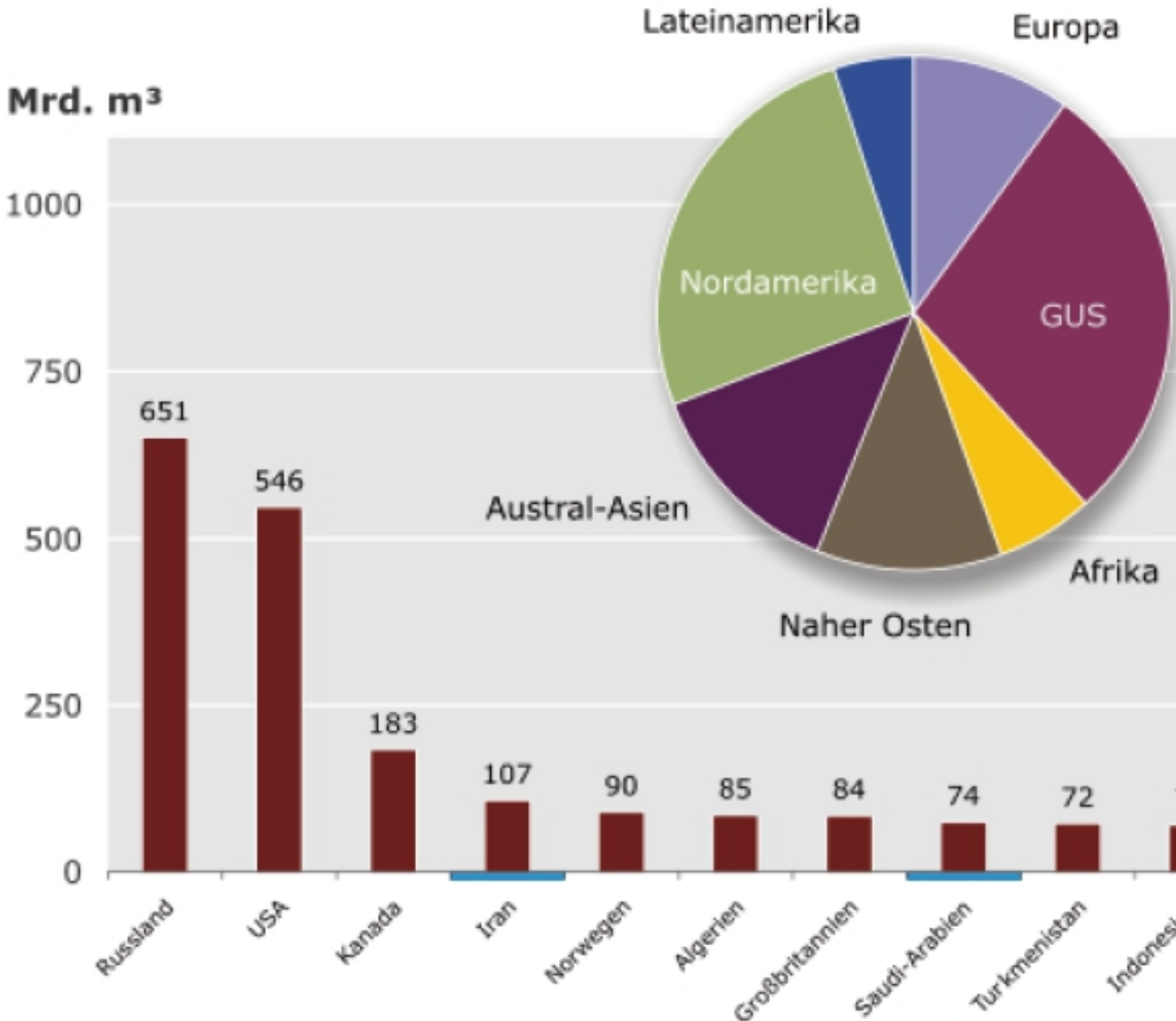
angefahren werden können (so genannter [Schwarzstart](#)), was bei Kohlekraftwerken nicht möglich ist. Gasturbinen, die in Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt werden, haben einen Wirkungsgrad von circa 39 % [4]. Nähere Informationen zur Prinzip eines Gasturbinenkraftwerks finden Sie [hier](#)

### b) Gas-und-Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerk:

Die Abgase der Gasturbine besitzen beim Verlassen der Turbine noch eine derart hohe Temperatur, dass sie noch zur Beheizung eines Dampfkessels verwendet werden können. Durch die Kopplung von Gasturbinen mit anschließenden Dampfturbinen zum so genannten GuD-Kraftwerk lassen sich Wirkungsgrade von circa 60 % erzielen [5]. Eine Prinzipskizze des Kraftwerks finden Sie [hier](#). Wie Gasturbinenkraftwerke sind auch die GuD-Kraftwerke ideale Regelkraftwerke, jedoch sind sie dank ihres hohen Wirkungsgrades von circa 60% auch im Dauerbetrieb als Grundlastkraftwerke einsetzbar.

## Erdgasförderung

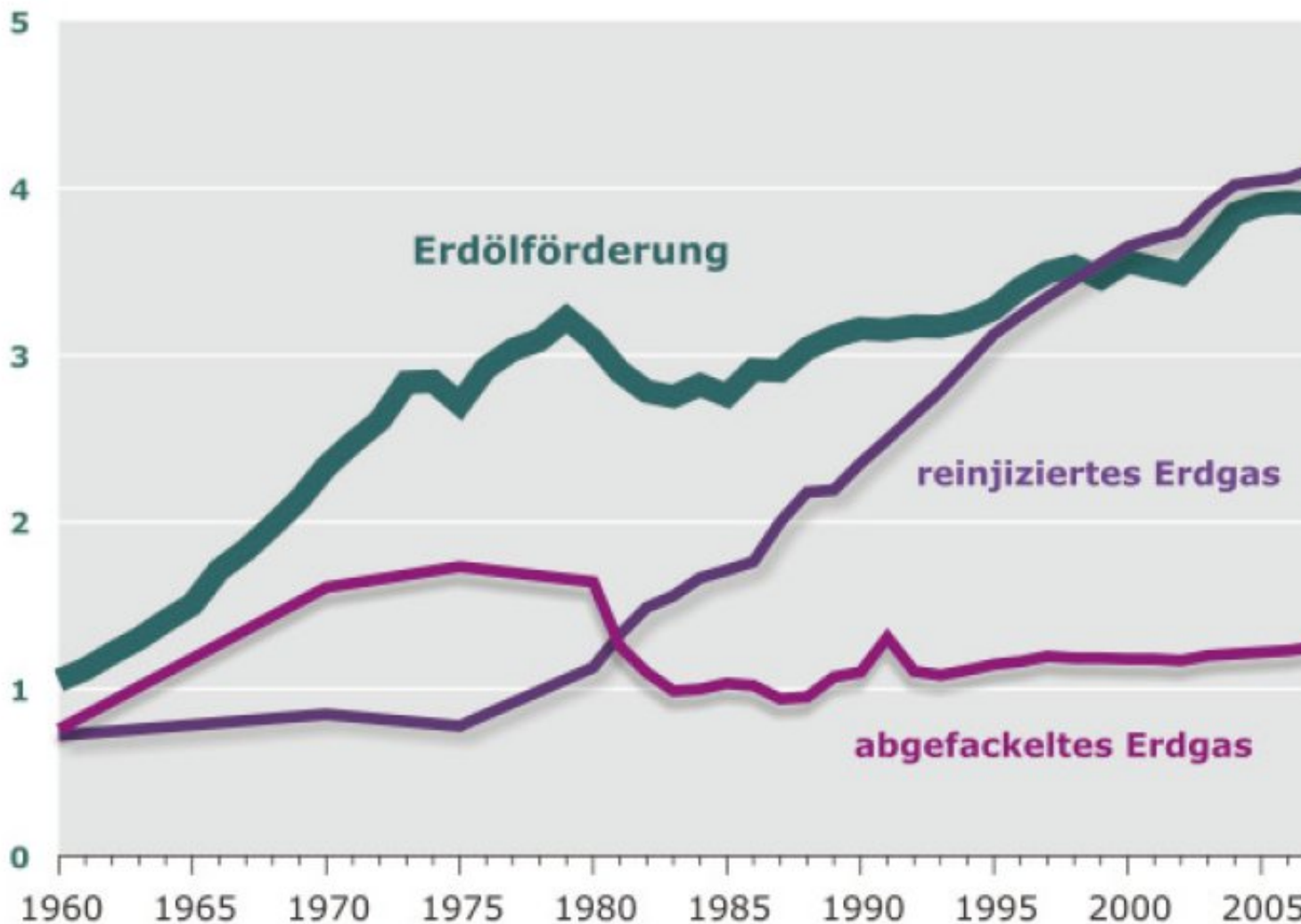
Erdgas wird aus konventionellen/herkömmlichen und nicht-konventionellen Vorkommen gefördert. Eine genauere Differenzierung der beiden Typen finden Sie im Abschnitt „nicht konventionelles Erdgas“ in diesem Artikel. Das nicht-konventionelle Erdgas macht jedoch außer in den USA nur einen sehr geringen Anteil an der Gesamtförderung aus. **Hauptförderregionen** sind mit großem Abstand die GUS und Nordamerika mit jeweils gut einem Viertel der Weltförderung, was auch aus Abbildung 4 ersichtlich wird. Die gesamte, bisherige globale Erdgasförderung erreichte bis Ende 2007 fast 87.000 Milliarden m<sup>3</sup> bzw. circa 32 % der bisher insgesamt entdeckten Reserven [1]. Von dieser Förderung entfällt allein die Hälfte auf die letzten 17 Jahre. Seit dem Jahr 2000 steigern einige Länder, wie Russland, China und Norwegen ihre Förderung erheblich. Förderrückgänge hingegen traten insbesondere in Großbritannien durch zunehmende Erschöpfung der Gasfelder in der Nordsee auf.



Quelle: BP Energy Outlook 2012, S. 10. Stand: 2011. Die Werte sind in Milliarden Kubikmeter angegeben.

Gt/a

Mrd.



## Erdgasvorräte

Das von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe ( [BGR](#) ) ermittelte globale Gesamtpotenzial (=bisherige Förderung+Reserven+Ressourcen) an konventionellem Erdgas beträgt circa 509.000 Milliarden m<sup>3</sup>, was in etwa 460 Gigatonnen Öleinheiten entspricht und somit knapp über dem Gesamtpotenzial an konventionellem Erdöl von 400 Gigatonnen Öleinheiten liegt. Von diesem Gesamtpotenzial sind 36 % Erdgas

[reserven](#)

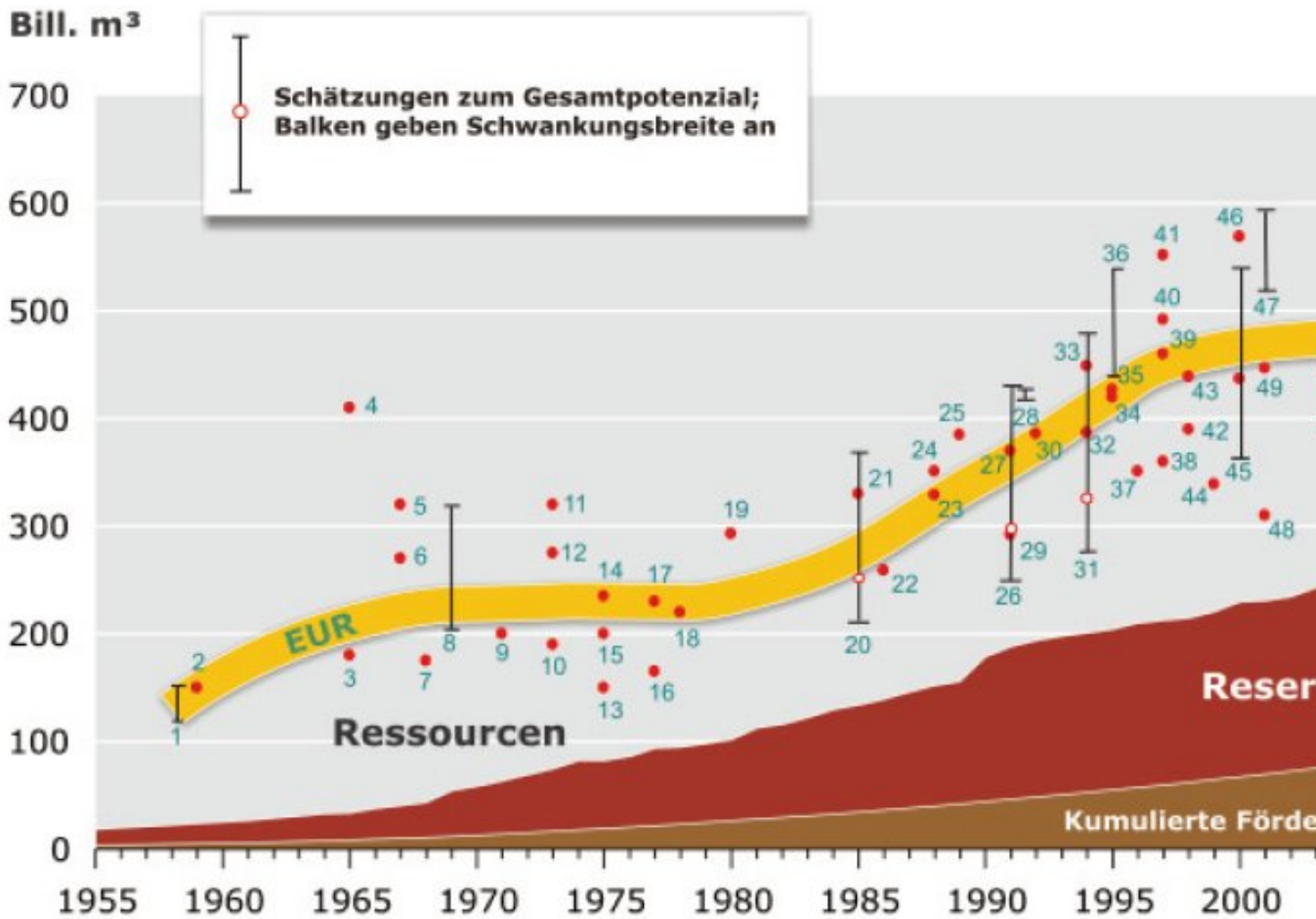
(183.000 Mrd. m<sup>3</sup>) und 47 %

[Ressourcen](#)

(239.000 Mrd. m<sup>3</sup>) [1]. Insgesamt sind 32% der jetzigen Reserven verbraucht, wobei abgefackeltes und in Erdöllagerstätten injiziertes Erdgas bei dieser Zahl unberücksichtigt sind. Aus Abbildung 6 ist erkennbar, dass im Gegensatz zum Erdöl die Menge der Erdgasreserven durch Erkundung neuer Lagerstätten immer noch steigt und somit bei Erdgas eine größere Reichweite zu erwarten ist. Nimmt man an, dass der bisherige Erdgasverbrauch konstant bleibt, so wären die heute bekannten Erdgasreserven schon in 60 Jahren verbraucht. Bei der

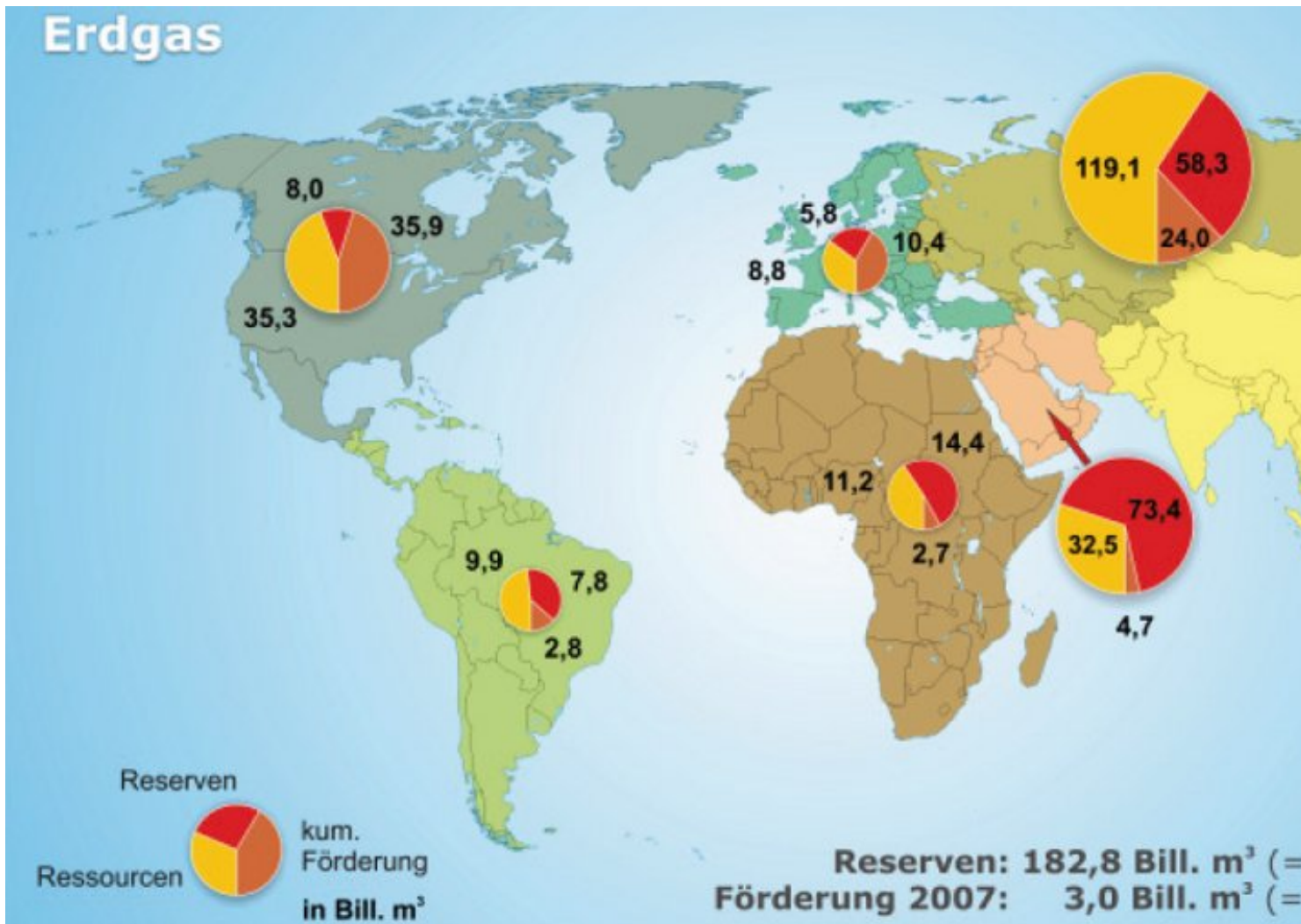


derzeitigen Wachstumsrate des Verbrauchs von 2,8 % [6] pro Jahr, verkürzt sich die Reichweite auf nur noch 36 Jahre. Diese Angaben sollen jedoch nur eine grobe Vorstellung geben und berücksichtigen nicht, dass Ressourcen auch zu Reserven werden können und auch in Zukunft neue Erdgasvorkommen erkundet werden.



Die GUS, jedoch vor allem **Russland**, haben ein enormes (konventionelles) Erdgaspotenzial von dem bisher nur 12 % gefördert wurden (Abbildung 7). Auch Nordamerika weist bedeutende Erdgasvorkommen auf, jedoch ist hiervon schon nahezu die Hälfte gefördert worden. Der Anteil Europas am gesamten globalen Erdgaspotenzial ist mit knapp 5 % gering und rückläufig, so dass auch in Zukunft ein immer größerer Anteil aus Russland importiert werden muss [1]. Insgesamt sind die Erdgasreserven, ähnlich wie die Erdölreserven, sehr ungleichmäßig auf der Erde verteilt, vor allem im Vergleich zu Kohle. So verfügen allein der Nahe Osten und die GUS über nahezu 3/4 der weltweiten Erdgasreserven. Das verbleibende Potenzial der Welt liegt bei rund 422.000 Mrd. m<sup>3</sup> konventionellem Erdgas und übersteigt somit im Energieinhalt das

verbleibende Potenzial an konventionellem Erdöl um gut 50 % [1]. Im Gegensatz zum Erdöl schwanken aktuelle Abschätzungen der weltweiten Erdgasreserven nur sehr wenig zwischen 170.100 und 183.200 Mrd. m<sup>3</sup> [7, 8, 9, 10].



## Nicht-konventionelles Erdgas

Nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten werden erst seit circa 30 Jahren intensiver erforscht und sind heute Kerngeschäft einiger Energiekonzerne [11]. Dabei unterteilt man

nicht-konventionelles Erdgas in Erdgas aus dichten Gesteinen, Kohleflözgas, Erdgas aus Aquiferen und Gashydrat, die im folgenden Abschnitt kurz erläutert werden sollen. Allgemein steigt die Bedeutung der nicht-konventionellen Gasvorkommen insbesondere in den Ländern mit begrenzten (konventionellen) Gasreserven, also auch in Europa. Eine ausführliche Diskussion über nicht-konventionelles Erdgas finden Sie [hier](#) .

### - Erdgas aus dichtem Gestein:

Erdgas aus dichten Gesteinen bezeichnet Erdgas, das im Vergleich zu konventionellem Erdgas in sehr gering durchlässigem Gestein eingelagert ist, wie zum Beispiel in Sandstein-, Karbonat- oder Tonsteinreservoirs. Gasvorkommen in dichten Lagerstätten sind relativ gleichmäßig über den Globus verteilt. Das größte Potenzial weisen jedoch erneut die GUS, Nordamerika und China auf. Von den abgeschätzten, sehr umfangreichen Ressourcen ist nur ein sehr kleiner Bruchteil wirklich gewinnbar, da die Förderung sehr aufwändig und technisch anspruchsvoll ist. Das Gestein in dem das Erdgas gefangen ist weist eine sehr niedrige Durchlässigkeit auf wodurch der Zustrom der Gase in das Bohrloch behindert wird, was wiederum zu geringen Produktionsraten führt. Das Ziel ist es daher die Durchlässigkeit des Gesteins zu erhöhen indem zum Beispiel künstliche Rissysteme (Fracs) in der Lagerstätte erzeugt werden. Aus diesem Grund benötigt die Produktion von Erdgas aus dichten Lagerstätten wesentlich mehr Kapital und technischen Aufwand als das aus konventionellen Lagerstätten [12]. Nichtsdestotrotz wird in den USA aufgrund der zurückgehenden konventionellen Erdgasreserven diese Art von nicht-konventionellem Erdgas gefördert.

### - Kohleflözgas:

Kohleflözgas ist ein Sammelbegriff für alle Gasgemische, die in Verbindung mit Kohle vorkommen, wobei zwischen Flöz- und Grubengas unterschieden wird. Flözgas ist ein direkt in Kohleflözen vorkommende Gas, das durch Bohrungen freigesetzt werden kann. Grubengas hingegen ist das durch Bergbautätigkeit in Kohleminen austretende Kohleflözgas. Die Menge an Methan welche in den Kohlelagerstätten gebildet wird, hängt sehr vom Kohlenstoffgehalt der Kohle ab und ist für wasserarme Kohle wesentlich höher. Das Grubengas ist im Bergbau stark gefürchtet, da es durch seine Explosivität ein hohes Sicherheitsrisiko für Bergleute darstellt. Erst seit einigen Jahrzehnten wird das abgesaugte Kohleflözgas auch energetisch genutzt. Die globalen Flözgasvorkommen sind nur sehr schwer abschätzbar, da diese in vielen Ländern noch nicht ausreichend erkundet sind. Bei der Förderung von Flözgas wird über Bohrungen eine Spülflüssigkeit in die Lagerstätte injiziert, wodurch Risse entstehen, durch welche wiederum die Durchlässigkeit des Flözgases erhöht wird, ganz analog zur Gewinnung von unkonventionellem Erdgas aus dichtem Gestein. Die globale Kohleflözgasförderung betrug im Jahre 2007 insgesamt auf 63,3 Mrd. m<sup>3</sup>, was einem Anteil von 2,1 % der Erdgasgesamtförderung entspricht

- Tendenz stark zunehmend [1]. Da die Gewinnung von Kohleflözgas jedoch kostenintensiv und aufwändig ist, wird dieses vor allem in Industrienationen gewonnen und auch nur dort mit Hilfe staatlicher Anreize gefördert. Wie bei der Erdgasförderung aus dichtem Gestein dominieren die USA auch den Markt an Kohleflözgas mit einem Förderanteil von knapp 80% [1].

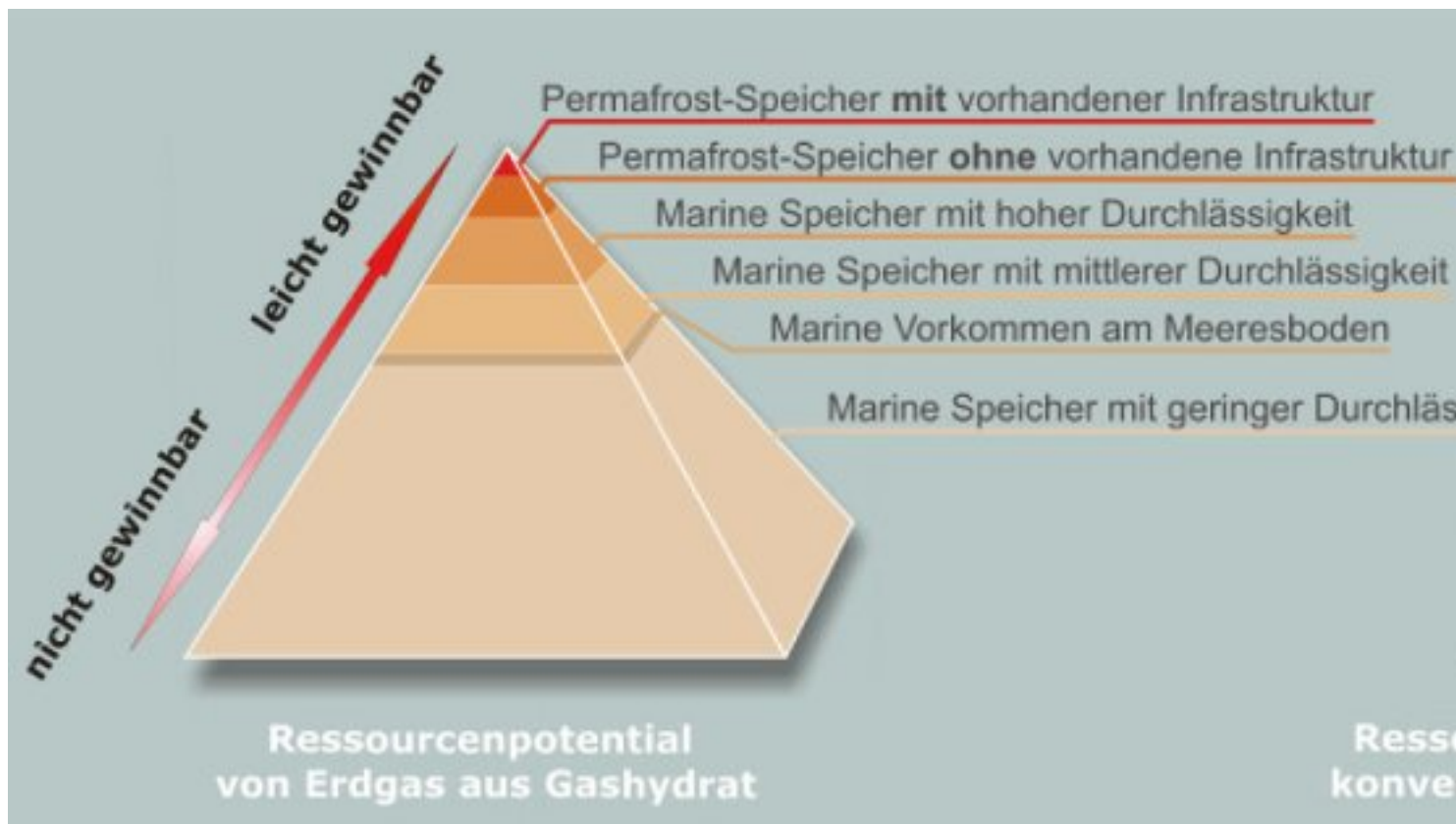
### - Erdgas in Aquiferen:

Erdgas in Aquiferen bzw. Aquifergas ist im Grundwasser gelöstes Methan. Die Löslichkeit von Methan in Wasser ist im Allgemeinen sehr niedrig, erhöht sich jedoch mit zunehmender Tiefe und somit mit steigendem Druck. Bei Normaldruck können in einem  $\text{m}^3$  Wasser circa 5  $\text{m}^3$  gasförmiges Methan gelöst werden. In Zonen mit hohen tektonischen Spannungen und in großen Tiefen steigt die Löslichkeit auf 90  $\text{m}^3$  Methan pro  $\text{m}^3$  Wasser [1]. Bezogen auf die anderen nicht-konventionellen Erdgasvorkommen weist Aquifergas das geringste wirtschaftliche Potenzial auf. Als potenziell gewinnbar gelten Aquifergasvorkommen in heißen Grundwässern, die unter ungewöhnlich hohem Überdruck stehen. Bei diesen wird neben dem im geförderten Wasser enthaltenen Methan auch die geothermische Wärme und hydraulische Energie des Wassers genutzt, wodurch in einzelnen kleinen Projekten bereits die Machbarkeit der Aquifergasnutzung gezeigt werden konnte. Diese so genannten geopressured-geothermalen Aquifere kommen in großen Tiefen zwischen 3000 und 7000 m vor [13]. Weltweit sind bisher ungefähr 60 solcher Lagerstätten bekannt, deren Gasgehalt zusammen auf 2.500.000 Mrd.  $\text{m}^3$  geschätzt wird und die vor allem im Golf von Mexiko lagern [14]. In Italien wurde die Produktion von Erdgas aus flachen Aquiferen 1962 eingestellt, als die damit zusammenhängenden Landsenkungen zu stark wurden [15]. Das Erdgasvolumen, das weltweit im Grundwasser gelöst ist, übersteigt die bekannten konventionellen Erdgasvorkommen um ein Vielfaches. Es wird auf 10.000.000.000 Mrd.  $\text{m}^3$  geschätzt [16] und würde unter Normaldruck etwa das doppelte Volumen der Erdatmosphäre einnehmen. Von dieser enormen Menge ist jedoch nur ein extrem geringer Anteil energetisch sinnvoll, das heißt mit einer positiven Energiebilanz, nutzbar.

### - Erdgashydrat:

Gashydrat ist eine Form von Erdgas die im Eis gebunden ist und wurde erst vor knapp 50 Jahren entdeckt. Wasser und Gas formen hierbei unter hohem Druck und niedriger Temperatur eine eisähnliche, kristalline Substanz, die als Gashydrat bezeichnet wird. Ein Kubikmeter Gashydrat kann bis zu 164  $\text{m}^3$  Methan binden [1]. Diese Gashydrate kommen vor allem in den Sedimenten der Ozeane mit einer Wassertiefe von mindestens 400 m und bei niedrigen Wassertemperaturen vor. Aufgrund des Temperaturanstiegs mit zunehmender Sedimenttiefe sind jedoch nur bis in maximal 1000 m Sedimenttiefe Gashydratvorkommen zu erwarten [1]. Kontinentales Gashydrat kommt in Permafrostregionen vor und liegt aufgrund der niedrigen

Temperaturen in Tiefen zwischen etwa 200 m bis 2000 m [1]. Gashydratlagerstätten sind in der Regel keine klar abgegrenzten Strukturen. Schon allein aus diesem Grund ist eine Abschätzung des weltweiten Gesamtvorkommens schwierig und hat zur Folge, dass Angaben über gegebenenfalls förderbare Erdgasmengen aus Gashydrat mit sehr großen Unsicherheiten behaftet sind. Bisher wurde Gashydrat in etwa 100 verschiedenen Regionen entdeckt und an über 20 Orten beprobt [1]. Aktuelle Schätzungen gehen von 1.000.000 und 120.000.000 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas gespeichert in Gashydratvorkommen aus, wobei der größte Teil am Meeresgrund vermutet wird [17]. Verglichen mit konventionellem Erdgas wäre damit etwa die 2 bis 10-fache Menge an Erdgas in Gashydrat gebunden, was in Abbildung 8 schematisch dargestellt ist. Die vielversprechendsten Gashydratvorkommen sind solche, in deren Nähe bereits eine Infrastruktur vorhanden ist, wie zum Beispiel in Kanada, aber auch Vorkommen, die direkt an Lagerstätten konventioneller Gasvorkommen angrenzen und die sich bei der Förderung die Lagerstätte automatisch mit Erdgas auffüllen. In Nordalaska wird mit einer Erdgasmenge von über 2.400 Mrd. m<sup>3</sup> aus Gashydrat gerechnet, die sogar mit den heutigen Methoden schon gefördert werden könnten [18]. Ein großer Teil des Gashydrats, vor allem in marinen Sedimenten, wird jedoch langfristig und wahrscheinlich sogar dauerhaft nicht erschließbar sein. Bei der Förderung von Gashydrat wird das Methan durch Erhitzung des Speichergesteins unter Verwendung verschiedener Methoden mobil und förderbar gemacht. Eine kommerzielle Nutzung von Erdgas aus Gashydraten hat allerdings noch nicht begonnen, da die Techniken noch weiter entwickelt werden müssen, um die Förderung in Zukunft rentabel zu machen.



---

## Umwelteinflüsse

Im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern weist Erdgas aufgrund seines hohen Wasserstoff- zu Kohlenstoffgehalts von 4:1 (chemische Summenformel  $\text{CH}_4$ ) bezogen auf den Energieinhalt die geringsten

[Kohlenstoffdioxidemissionen](#)

( $\text{CO}_2$ )

aus. Somit ist es von allen fossilen Brennstoffen derjenige, der am wenigsten die globale Klimaerwärmung durch den Ausstoß des

**Treibhausgases**

$\text{CO}_2$

freisetzt. Bei der Verbrennung von Erdgas werden circa 20 bis 30 % weniger  $\text{CO}_2$

freigesetzt als bei gleichem Energiegewinn mit Erdöl und sogar 40 bis 50 % weniger als bei Kohle, die aus längerkettigen Kohlenwasserstoffen bestehen und somit ein geringeres Wasserstoff- zu Kohlenstoffverhältnis aufweisen [1]. In absoluten Zahlen bedeutet das einen

**$\text{CO}_2$**

**-Ausstoß von 386 g (GuD-Kraftwerk) bis 655 g (Gasturbinenkraftwerk) pro erzeugter Kilowattstunde Strom**

[19, 20].

Auch andere Verunreinigungen, wie Schwefel, sind bei der Erdgasverbrennung in wesentlich geringem Maßstab vorhanden als bei Kohle und Erdöl, was Emissionen schädlicher **Abgase** vermindert und die Verwendung einfacherer Filtertechniken in Gaskraftwerken ermöglicht. Gelangt das Methan jedoch zum Beispiel bei der Förderung direkt in die Erdatmosphäre wirkt es dort als 25 mal stärkeres Treibhausgas als  $\text{CO}_2$

und trägt somit zur Klimaerwärmung viel stärker bei als durch sein Verbrennungsprodukt  $\text{CO}_2$

[21].

Problematisch ist Erdgas daher insbesondere, wenn es bei der Erdölförderung als **Begleitgas in die Atmosphäre**

entweicht und daraufhin den Treibhauseffekt enorm verstärkt, aber natürlich auch wenn es lediglich abgefackelt wird. Daher sollte es das Ziel sein das Erdölbegleitgas bei der Förderung aufzufangen und zu nutzen, was auch teilweise politisch gefördert wird.

Ein unmittelbares Risiko für die Bevölkerung besteht in der **Explosivität** von Erdgas sobald es unter Energiezufuhr in Kontakt mit Sauerstoff aus der Luft kommt. Das Unfallrisiko in Haushalten aber auch bei Transporten ist somit wesentlich höher als bei den Energieträgern Kohle und Erdöl, wobei Gasunfälle meist nicht zu so verheerenden Umweltschädigungen führen wie Erdölunfälle oder Grubenunfälle bei der Kohleförderung. Zu den katastrophalsten Erdgasunfällen gehören der

[Eisenbahnunfall bei Ufa](#)

, die

[Gasexplosion von Chuandong](#)

bei und die

[Gasexplosion von Belgien](#)

Genauso wie bei Kohle und Erdölförderung entstehen bei der Erdgasgewinnung jährlich Millionen Tonnen **radioaktiv belastete Rückstände** für deren Entsorgung größtenteils der Nachweis fehlt [22]. Es handelt sich hierbei vor allem um Radium 226 und Polonium 210. Laut Strahlenschutzverordnung sind radioaktive Abfälle bereits ab einer spezifischen Aktivität von einem Becquerel pro Gramm überwachungsbedürftig und müssten gesondert entsorgt werden. Es sind jedoch Fälle dokumentiert, in denen Abfälle mit durchschnittlich 40 Bq/g ohne jede Kennzeichnung gelagert werden [23]. Die Industrie geht mit dem radioaktiven Rückständen sehr unterschiedlich um. So sind in Kasachstan weite Landstriche durch diese Abfälle verseucht während sie in Großbritannien in die Nordsee geleitet werden

[  
22, 23].

Bei einer möglichen Nutzung von **Gashydrat** aus marinen oberflächennahen Lagerstätten kann neben untermeerischen Rutschungen, bedingt durch die Förderung, auch das Ökosystem am Meeresboden beeinflusst werden. Gashydrat führende Gesteine werden von Mikroorganismen bewohnt, die ihren Stoffwechsel durch Methan aus Gashydrat decken. Das kontinuierliche Angebot an Methan bietet die Voraussetzung für die Entstehung eines speziellen, von Photosynthese unabhängigen Ökosystems, das durch die Förderung des Gashydrates gefährdet würde [1].

---

## Zusammenfassung Erdgas – Pro und Contra

**Pro**

**Contra**

-

**geringster CO**

**2**

**-Ausstoß pro Er**

-

**geringe Menge schädlicher Abgase bei der Verbrennung von Erdgas**

-

**enorme nicht-konventionelle Erdgaslagerstätten (Ressourcen)**

-

**Erdgaskraftwerke sind sehr gut regelbar und weisen als GuD-Kraftwerke einen hohen Wirkungsgrad**

-

**Erdgas ist ein endlicher Rohstoff**

-

**konventionelle Erdgasreserven sind schon zu 1/3 verbraucht**



-

die meisten nicht-konventionellen Erdgasvorkommen sind nur bei enormem Erdgaspreisanstieg

-

Erdölvorkommen sind nicht gleichmäßig auf der Erde verteilt □ Konfliktpotential

-

gelangt Methan in die Atmosphäre wirkt es dort als 25-fach stärkeres Treibhausgas als CO<sub>2</sub>

-

für Deutschland: sehr große Importabhängigkeit

---

### Quellen:

[1] BGR Energierohstoffe 2009 ( [Link](#) )

[2] BP Statistical Review of World Energy, 2008, London ( [Link](#) )

[3] <http://www.aerztezeitung.de/suchen/default.aspx?query=gasreserve&sid=508999> ,  
12.02.2011

[4] <http://de.wikipedia.org/wiki/Gasturbinenkraftwerk> , 10.02.2011

[5] <http://de.wikipedia.org/wiki/Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk> , 12.02.2011

[6] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2008, Paris ( [Link](#) )

[7] Energy Information Administration (EIA): International Energy Statistics, Department of Energy, 2008 ( [Link](#) )

[8] Oil & Gas Journal (OGJ): Worldwide look at reserves and production, 2007

[9] BP: BP statistical review of world energy, 2008,London

[10] OPEC: Annual Statistical Bulletin, 2007 Vienna

[11] V.A. Kuuskraa: Unconventional Gas-1: Reserves, production grew greatly during last decade. Oil and Gas Journal 105/33, 2007

[12] G. Moritis: SPE: Industry continues tapping unconventional resource potential. Oil and Gas Journal 104/8, 2008 ( [Link](#) )

[13] M.H. Dickson & M. Fanelli: What is Geothermal Energy? International Geothermal Association, 2004 ( [Link](#) )

[14] A. Perrodon, J.H. Laherrere, C.J. Campbell: "The world's non-conventional oil and gas." Petroleum Economist 3: 24-110, 1998

**[15]** L.C. Bonham: Gas in subsurface waters. UNITAR Conference on long-term energy resources, 1979, Montreal, Canada

**[16]** V.N. Kortsenshtejn: "An estimate of global reserves of gas in the subsurface hydrosphere." Doklady Akademii Nauk SSSR 235: 223-224, 1979

**[17]** Council of Canadian Academies: Energy From Gas Hydrates: Assessing the Opportunities & Challenges for Canada, 2008 ( [Link](#) )

**[18]** T.S. Collett et al: Assessment of gas hydrate resources on the North Slope, Alaska, 2008: U.S. Geological Survey Fact Sheet 2008-3073, 4 p.

**[19]** W. Krewitt W. & B. Schlomann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart und Karlsruhe

**[20]** ISA, The University of Sydney: Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, 2006

**[21]** Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Chapter 2, Table 2.14. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA

**[22]** <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,711107,00.html> , 11.02.2011

**[23]** <http://www.tagesschau.de/inland/radioaktivitaet104.html> , 02.02.2011

**[24]** FVEE: Energiespeicher – Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien, 2010 ( [Link](#) )

---

Beitrag erstellt von Christoph Schünemann (Februar 2011)