

Fossile und Nukleare Brennstoffe – die künftige Versorgungssituation

März 2013

Autoren:

Dr. Werner Zittel

Dipl.-Ing. Jan Zerhusen

Dipl.-Ing. Martin Zerta

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn/Germany

Nikolaus Arnold, Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften,
Universität für Bodenkultur, Wien

Wissenschaftlicher und parlamentarischer Beirat:

siehe www.energywatchgroup.org

© **Energy Watch Group / Ludwig-Boelkow-Stiftung / Reiner-Lemoine-Stiftung**

Zur Energy Watch Group

Energiepolitik braucht objektive Information.

Die Energy Watch Group ist ein internationales Netzwerk von Wissenschaftlern und Parlamentariern. Dieses Projekt wird unterstützt durch die Ludwig-Bölkow-Stiftung und die Reiner Lemoine Stiftung. Die Energy Watch Group beauftragt Wissenschaftler mit der Erstellung von Studien und Analysen unabhängig von politischer oder ökonomischer Einflussnahme. Themen sind:

- Die Verknappung fossiler und nuklearer Energieträger,
- Szenarien zur Einführung regenerativer Energieträger und
- Strategien zur Sicherung einer langfristig stabilen Energieversorgung zu annehmbaren Preisen.

Die Wissenschaftler sammeln und analysieren nicht nur ökologische, sondern vor allem auch ökonomische und technologische Zusammenhänge. Die Studienergebnisse werden nicht nur in Expertenkreisen, sondern auch der politisch interessierten Öffentlichkeit vorgestellt.

Objektive Information braucht eine unabhängige Finanzierung.

Ein großer Teil der Netzwerkarbeit wird ehrenamtlich durchgeführt. Die für diese Studie benötigten finanziellen Mittel wurden über Spenden der beteiligten Stiftungen bereitgestellt.

Weitere Informationen können auf der Internetseite eingesehen werden oder von folgender Adresse bezogen werden:

Energy Watch Group
Zinnowitzer Straße 1
10115 Berlin Deutschland
Telefon: +49 (0)30 3988 9664
office@energywatchgroup.org
www.energywatchgroup.org

INHALT

Kurzfassung.....	5
Übersicht	5
Erdöl	6
Erdgas.....	9
Kohle	11
Uran.....	13
Zusammenfassung	14
Kurzstudie/ Wichtige Ergebnisse	16
Zielsetzung	16
Methode.....	18
Grundsätzliches Schema der Ölförderung.....	18
Das Potenzial der unkonventionellen Ölförderung	21
Wesentliche Studienergebnisse zur künftigen Versorgung mit Erdöl	22
Erdgas.....	28
Wesentliche Ergebnisse.....	29
Erdgas in den USA	31
Erdgas in Europa	35
Erdgas in Russland	36
Erdgas im Mittleren Osten	37
Kohle	39
Uran und Kernreaktoren.....	41
Zusammenfassung	46
Literatur	49

KURZFASSUNG

Übersicht

Im Jahr 1998 veröffentlichten die Geologen Colin Campbell und Jean Laherrère einen weithin beachteten Übersichtsartikel “Das Ende des billigen Erdöls” im Journal “Scientific American”. Dort diskutierten sie das Konzept des Fördermaximums (Peak Oil) und analysierten den Zustand der Welterdölversorgung. Seit dieser Zeit muss jede ernsthafte Studie zur künftigen Erdölförderung auch eine Analyse des Peak Oil-Konzeptes enthalten. In jüngster Zeit wurden jedoch einige Studien und Veröffentlichungen in den Medien präsentiert, in denen sowohl das grundsätzliche Konzept eines Fördermaximums mit nachfolgendem Förderrückgang, als auch alle kritischen Bedenken zur künftigen Erdölversorgung wieder in Frage werden.

Wie in den Vorjahren, veröffentlichte die Internationale Energie Agentur (IEA) in ihrem jüngsten World Energy Outlook 2012 (WEO 2012) Szenarien mit einem steigenden Welterdölbedarf und –verbrauch für die kommenden Jahrzehnte. Die IEA betont explizit, dass auf absehbare Zeit – mindestens bis zum Jahr 2035 – keinerlei geologische oder technische Beschränkungen zu erwarten seien, die einen kontinuierlich steigenden Ölverbrauch gefährden könnten. Die Medien verbreiteten diese Nachricht, wobei betont wurde, dass sehr wahrscheinlich eine Öl- und Gasschwemme erfolgen werde, die durch neue Produktionstechnologien in den USA angetrieben werde. Dabei wurden mögliche geologische Begrenzungen ausgeblendet.

Im Unterschied zu den von der IEA publizierten Szenarien, veröffentlichte die Energy Watch Group im Jahr 2008 (EWG 2008) einen Bericht über die künftige Versorgung mit Erdöl, der auf den Arbeiten von Colin Campbell aufbaute und Projektionen zeigte, wonach das Erdölfördermaximum erreicht sei und bis zum Jahr 2030 die weltweite Erdölförderung deutlich zurückgehen werde. In dem vorliegenden Bericht werden die Ergebnisse an die aktuellen Daten angepasst und wesentliche Entwicklungen der vergangenen fünf Jahre beschrieben. Insbesondere wird untersucht, ob die Schlussfolgerung durch neue Entwicklungen geändert werden muss.

Darüber hinaus werden in dieser Studie auch die anderen fossilen Energieträger Erdgas und Kohle sowie die Situation der Kernenergie und Uranversorgung betrachtet. Auf dieser Analyse wird ein weltweites Versorgungsszenario mit fossilen und nuklearen Brennstoffen bis 2030 aufgebaut. Hier wird ebenfalls auf ältere Studien der Energy Watch Group zur Kohleversorgung (EWG 2007) und zur Uranversorgung (EWG 2006) Bezug genommen und diese Daten wo notwendig, aktualisiert.

Kurzgefasst gibt dieser Bericht einen Überblick über die künftige Verfügbarkeit von fossilen und nuklearen Energieträgern, wobei kritische Aspekte betont werden. Es ist nicht das Anliegen dieses Berichtes, damit eine weitere Fortschreibung des „Business as usual“ unter Ausblendung dieser Entwicklung gefährdender Faktoren zu generieren.

Erdöl

- Empirische Daten belegen die These, dass die Welterdölförderung im Jahr 2005 einen weltweiten Höhepunkt erreicht hat und seither mit Schwankungen auf einem Plateau verweilt. Die Förderung von konventionellem Erdöl befindet sich seit 2008 im Förderrückgang. Das Fördermaximum der konventionellen Ölförderung ist auch von der Internationalen Energieagentur als Tatsache bestätigt worden. Aktuelle und künftige Anstrengungen der Erdölindustrie sind vor allem darauf ausgerichtet, das Förderplateau möglichst lange zu halten, indem der Förderrückgang der produzierenden Felder mit steigendem Aufwand durch neue Fördersonden oder unkonventionelle Erdölförderung ausgeglichen werden muss. Neue Felder sind jedoch in den meisten Fällen von schlechterer Qualität (kleiner, teurer in der Erschließung, höherer Schadstoffanteil, ...), so dass dieser Wettlauf immer schwieriger wird.
- Der Erfolg der unkonventionellen Erdöl- und Erdgasförderung in den USA seit dem Jahr 2005 ist auf mehrere spezifische Bedingungen zurückzuführen, die nicht verallgemeinert werden können. Hierzu gehört die gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur, die hohe direkte Abhängigkeit von Arbeitsplätzen in der Öl- und Gasindustrie, große Potenziale an unkonventionellen Kohlenwasserstoffvorkommen in Gegenden mit sehr geringer Bevölkerungsdichte, finanzielle Anreize für Börsen notierte Firmen und, last not least, Ausnahmeregelungen der Bohraktivitäten der Öl- und Gasindustrie von Umweltregularien, die eine deutliche Einschränkung bewirken würden. (Energy Policy Act 2005). Vielleicht am wichtigsten aber waren stark steigende Öl- und Gaspreise seit 2005. Dies führte zur schnellen Entwicklung der günstigsten Vorkommen von Schiefergas und leichtem „tight gas“ (Gas in dichtem Gestein), während der Förderrückgang in den erschlossenen konventionellen Erdöl und Erdgasfeldern unbeeinflusst weiterging.
- Die Szenarien der Internationalen Energieagentur im WEO 2012 suggerieren, dass um 2020 – 2025 der hohe Anteil unkonventioneller Erdöl- und Erdgasförderung die USA weitgehend von Gas- und Ölimporten unabhängig werden könnten. Diese Aussage basiert auf der Annahme, dass (1) der Erdgas- und Erdölverbrauch in den USA deutlich zurückgehen werde, und (2) dass die spekulativ ermittelten unkonventionellen Ressourcen auch in belastbare Reserven transferiert würden, die dann auch zügig gefördert würden. Das ist jedoch keineswegs gesichert. Es besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass die Förderung von leichtem „tight oil“ 2015 – 2017 das Fördermaximum erleben und danach zurückgehen wird. Die Förderung von

leichtem „tight oil“ wird vermutlich nicht länger als 10 Jahre auf hohem Niveau erfolgen und sich damit als eine deutlich überschätzte Blase zeigen.

- Die Entwicklung neuer Ölfelder in der Tiefsee verläuft enttäuschend und bleibt weit hinter den Erwartungen zurück, die vor 10 Jahren geweckt wurden:

Die Region am *Kaspischen Meer* (Kasachstan, Aserbaidschan) fördert heute mit 3 Mb/Tag wesentlich weniger Erdöl, als die im Jahr 2000 erzeugten Hoffnungen erwarten ließen. Zu dieser Zeit wurde von der amerikanischen Energiebehörde geäußert, dass die Kohlenwasserstoffvorkommen im Kaspischen Raum mit vermuteten 250 Gb Öläquivalent so bedeutend seien, dass damit eine Konkurrenz zur Förderung in Saudi Arabien entstehen werde. Der wichtigste Feldkomplex der Region seit 2000 ist Azeri-Chirag-Guneshli. In der Zwischenzeit wurde dort das Fördermaximum überschritten und die Region ist im Förderrückgang. Nur die verzögerte Entwicklung des Feldes Kashagan in Kasachstan könnte nochmals für einige Zeit eine Förderausweitung erwirken, sobald das Feld erschlossen ist.

Die Ölförderung im Tiefen Meer im Golf von Mexiko, westlich von Afrika oder östlich von Brasilien liegt weit hinter den vor zehn Jahren geäußerten Erwartungen zurück. Im Golf von Mexiko hat die Förderung ähnlich wie im Meer vor Angola das Maximum bereits überschritten. In Brasilien stagnierte die Ölförderung Ende 2012 bei 2 Mb/Tag. Auch dies liegt unter der Erwartung der dort aktiven Firma Petrobras, die in große finanzielle Schwierigkeiten geraten ist. Im Gegensatz zu den Erwartungen muss Brasilien heute mehr Erdöl importieren als in der Vergangenheit.

Sowohl Kanada als auch Venezuela haben ihre Reserven um mehrere 100 Gb durch die Berücksichtigung von Teersanden bzw. Extraschweren Erdölvorkommen im Orinoco-Bereich erhöht. Der Förderzuwachs aus diesen Vorkommen bleibt jedoch deutlich hinter den vor fünf Jahren geäußerten Hoffnungen zurück: In Kanada beträgt die gesamte Förderung von Bitumen und daraus gewonnenem Synthetischem Rohöl (Synchrude) 1,8 Mb/Tag, gegenüber der vor 5 Jahren geäußerten Erwartung von 3,5 Mb/Tag. Die Schwerölförderung in Venezuela liegt bei 600 kb/Tag, das ist nicht mehr als vor 13 Jahren.

Saudi Arabien, dem die Internationale Energieagentur noch vor zehn Jahren eine Fördererhöhung auf 12 – 14 Mb/Tag zugetraut hatte, die bis 2033 gehalten werden könnte, kämpft gegen den Förderrückgang der alten Felder mit Rückgangsraten bis zu 8 Prozent jährlich. Obwohl die berichteten Reserven seit Jahrzehnten mit 264 Gb angegeben werden, gibt es große Zweifel daran. Möglicherweise ist die Förderung dort bereits am Maximum, sofern der Förderrückgang der Felder nicht schnell genug

durch die Erschließung neuer Reserven ausgeglichen werden kann.

Der Rückgang der europäischen Ölförderung war bereits 2001 von ASPO erkannt worden. Heute ist die Förderung bei 3 Mb/Tag, das sind 60 Prozent weniger als im Jahr 2000 und nahe der damaligen Prognose. Noch im Jahr 2004 hatte die IEA eine stabile Förderung bei 4,8 Mb/Tag für 2010 erwartet.

- Auf der anderen Seite zeigten einige Regionen eine höhere Ölförderung als vor 5 Jahren von den Autoren erwartet worden war:

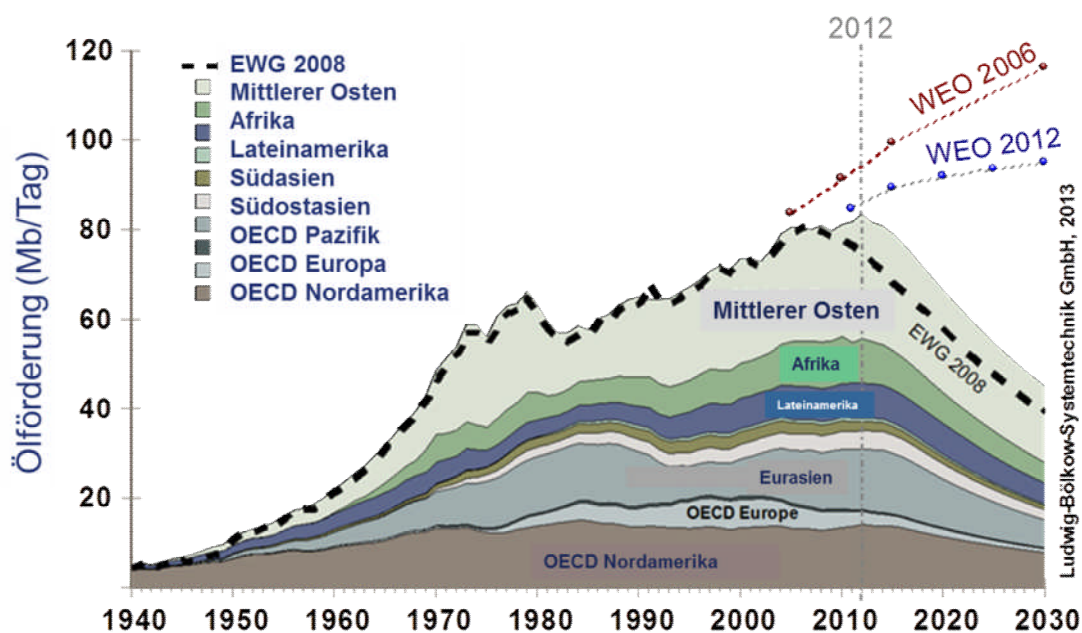
China erhöhte die Förderung auf 4 Mb/Tag im Jahr 2011. Sowohl EWG als auch IEA hatten einen Förderrückgang auf 3,3-3,5 Mb/Tag erwartet. Der Rückgang in dem größten Ölfeld des Landes, Daqing, wurde durch neue Entwicklung im tiefen Meer mehr als ausgeglichen.

Im Jahr 2008 hatte die EWG das Fördermaximum Russlands für das Jahr 2010 erwartet. Heute sieht es so aus, als ob die Förderung bis 2012 auf einem leicht steigenden Plateau liege und danach zurückgehen werde.

Die größeren Förderstaaten im Mittleren Osten erhöhten ihre Förderung auf 25,8 Mb/Tag im Jahr 2011 – dies liegt nahe an der Prognose des WEO 2002.

Vor allem aber hat die Entwicklung der leichten „tight oil“ Vorkommen in den USA dort den Förderrückgang aufgehoben, seit 2010 steigt dort die Förderung wieder. Dieser Förderanstieg war nicht erwartet worden. Auf ihm beruhen die ganzen Spekulationen, dass die USA um das Jahr 2020 mit 11,1 Mb/Tag zum weltweit führenden Ölförderstaat aufsteigen würden. Das würde allerdings eine Verdoppelung der heutigen Förderrate der USA bedingen.

- Gemäß der Förderanalyse ist es sehr wahrscheinlich, dass um das Jahr 2030 die weltweite Erdölförderung um etwa 40 Prozent gegenüber 2012 zurückgehen wird. Die nachfolgende Grafik zeigt das Ergebnis der Szenariorechnung zur Weltölförderung 1940 – 2030.
- Der Ölverbrauch der OECD Staaten hat das Maximum bereits überschritten, nur so war es möglich, dass in den letzten Jahren die nicht-OECD Staaten bei stagnierender weltweiter Förderung ihren Bedarf noch deutlich ausweiten konnten.



Weltweite Erdölförderung gemäß der Analysen dieses Berichtes; der Vergleich mit Projektionen der Internationalen Energieagentur (WEO 2006 und WEO 2012) und einer älteren Studie der Energy Watch Group (EWG 2008) ist ebenfalls dargestellt.

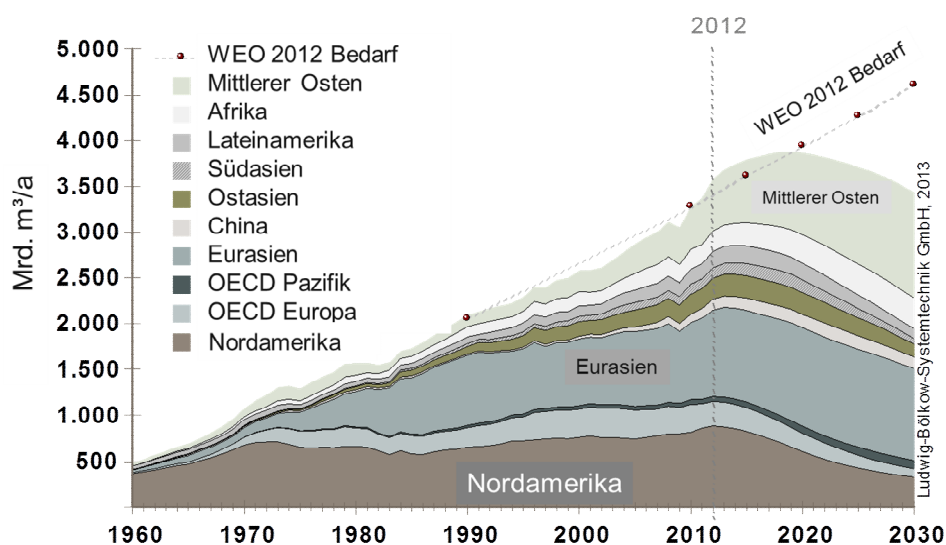
Erdgas

Der Bericht analysiert auch die Entwicklung der Erdgasförderung bis 2030. Die Berechnungen erfolgten in ähnlicher Detailtiefe wie für Erdöl. Wichtigste Ergebnisse sind:

- Die konventionelle Erdgasförderung ist in Europa und in Nordamerika in deutlichem Förderrückgang. Auf diese beiden Regionen entfallen 35 Prozent der weltweiten Erdgasförderung.
- Die unkonventionelle Erdgasförderung vor allem von Schiefergas („shale gas“) ist in den USA deutlich angestiegen, seit im Jahr 2005 die Öl- und Gasindustrie von wichtigen Beschränkungen bzgl. des Trinkwasserschutzes ausgenommen wurde. Im Jahr 2012 hatte die Schiefergasförderung in den USA einen Anteil von 30 Prozent.
- Die Schiefergasförderung in den USA ist nahe dem Fördermaximum. Die Fördercharakteristik der einzelnen Bohrungen bewirkt, dass die Förderung sehr schnell nachlässt, sobald neue Fördersonden nicht schnell genug erschlossen werden. Der um das Jahr 2015 eintretende vermutete Förderrückgang der Schiefergasförderung in den USA wird dann den Förderrückgang der konventionellen Erdgasfelder verstärken. Um das Jahr 2030 wird die Gasförderung in den USA vermutlich deutlich unter dem heutigen Niveau liegen.

- Die europäische Gasförderung ist seit dem Jahr 2000 im Förderrückgang. Dieser Rückgang wird sich bis 2030 noch verstärken, wenn Norwegen das Fördermaximum überschritten hat. Die unkonventionelle Schiefergasförderung wird in Europa sicher nicht die Rolle spielen wie in den USA. Die geologischen, geographischen und industriellen Voraussetzungen sind in Europa wesentlich ungünstiger. Um den Erdgasbedarf Europas auf heutigem oder leicht steigendem Niveau bei sinkender heimischer Förderung zu bedienen, müssen bis 2020 mehr als 200 Mrd. m³/a zusätzlich importiert werden.
- Russland ist heute nach den USA der zweitgrößte Gasförderstaat. Doch auch dort ist die Gasförderung der größten Felder bereits im Rückgang. Diese müssen zügig durch die Erschließung neuer Felder in Nordsibirien und im Offshore-Bereich ersetzt werden. Die Förderung erreichte im Jahr 1989 ein erstes Fördermaximum mit der Erschöpfung der großen Felder. Seither konnte Gazprom die Förderung nicht mehr auf das damalige Niveau ausweiten. Ob dies künftig möglich sein wird, wird vor allem an der zeitgerechten Entwicklung des Gasfeldes Schtokman in der Barentsee und weiterer Felder im schwer erschließbaren Bereich der Jamal-Halbinsel hängen. Falls diese Felder gemäß der Zeitvorgaben von Gazprom entwickelt werden, dann könnten sie im Jahr 2030 mit 310 – 360 Mrd. m³/a zur Förderung beitragen. Doch das wäre nicht ausreichend, um die gesamte Förderung auf dem heutigen Niveau zu halten, da die bereits erschlossenen Felder einen deutlichen Förderrückgang zeigen.
- Der Gasverbrauch in Russland wird künftig steigen. Zudem werden neue Verbindungen zu den Märkten Asiens gebaut. Aus diesem Grund ist es wahrscheinlich, dass der Erdgasbezug Europas nicht im heutigen Maße aufrechterhalten werden kann. Die zusätzlich benötigten Gasmengen müssen woanders bezogen werden. Möglicherweise werden die Erdgasexporte Russlands nach Europa sogar abnehmen, so dass ein zusätzlicher Importbedarf aus anderen Quellen erzeugt wird.
- Es wird allgemein erwartet, dass die Staaten Iran und Katar mit den nach Russland größten Gasreserven den weltweit steigenden Gasbedarf über LNG-exporte bedienen werden. Doch auch hier scheint es, dass die Gasreserven, die vor allem auf dem weltgrößten Erdgasfeld beruhen – der Teil in den Gewässern Katars heißt Nord Feld, der Teil in den Gewässern Irans heißt Süd Pars – deutlich zu hoch bewertet werden. Die Bewertung des 6000 km² umfassenden Feldes beruhte auf wenigen Bohrungen aus den 1970er Jahren nach dessen Entdeckung. Erst vor wenigen Jahren brachte eine Firma eine trockene Bohrung im eigentlich gashöfigen Gestein nieder. Dieses Vorkommnis hat die Bewertung der Gasreserven des Feldes deutlich in Frage gestellt.

Die folgende Abbildung zeigt die Erdgasförderung bis 2030 gemäß historischer Daten und gemäß in dieser Studie diskutierter Szenario-Rechnungen.



Weltweite Erdgasförderung gemäß der Analysen dieser Studie. Die Projektionen der IEA gemäß dem WEO 2012 sind ebenfalls eingezeichnet.

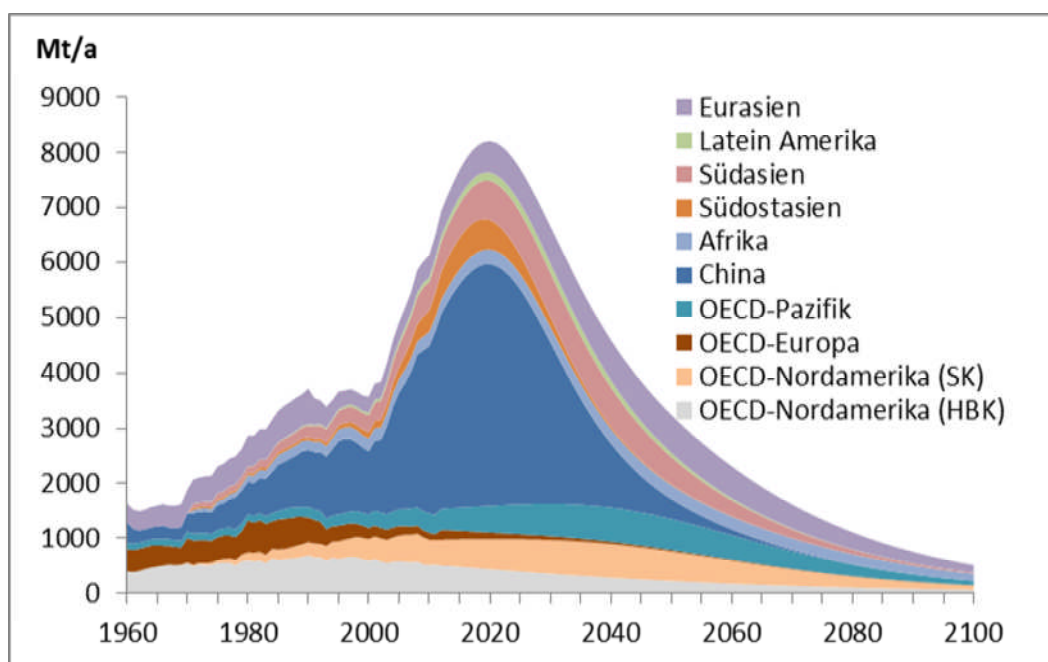
Kohle

Die weltweiten Kohlevorkommen sind reichlich. Die meisten Beobachter ziehen daraus den Schluss, dass die Versorgung mit Kohle auf mehrere Jahrhunderte gesichert und unproblematisch sei. Umweltprobleme mit der Förderung und dem Verbrennen von Kohle würden dessen Förderung wesentlich früher beschränken als geologische Restriktionen.

Bei genauerer Analyse muss diese Sichtweise jedoch als voreilig in Frage gestellt werden. Auf dem Weltmarkt ist Kohle nur von wenigen Exportstaaten erhältlich. Die Indizien für eine in wenigen Jahren angespannte Versorgungslage mit Kohle sind größer als ein oberflächlicher Blick erwarten lässt:

- Die USA haben das Fördermaximum der energiereichen Steinkohle bereits vor 25 Jahren überschritten.
- China besitzt die weltweit zweitgrößten Kohlereserven. Doch ungeachtet dieser Vorkommen stieg der Bedarf schneller als die heimische Förderung, so dass China vor wenigen Jahren von einem Exporteur zum neben Japan größten Importeur von Kohle wurde.
- Auch Indien ist unter den Staaten mit den größten Kohlereserven. Doch auch in Indien steigen die Kohleimporte bei steigendem Bedarf, der nicht durch eine entsprechende Ausweitung der heimischen Förderung bedient werden kann. Indische Kohle ist von schlechter Qualität und enthält bis zu 70 Prozent Asche.

- Nur etwa 10 – 15 Prozent der weltweit geförderten und verbrauchten Kohle werden interkontinental auf dem Meeresweg gehandelt. Das Handelsvolumen verdoppelte sich innerhalb der vergangenen zehn Jahre. Der schnell steigende Bedarf wurde fast ausschließlich durch Australien und Indonesien gedeckt. Australien ist der weltweit wichtigste Exporteur von Koks-kohle, die vor allem für die Stahlerzeugung benötigt wird. Indonesien ist der weltweit größte Exporteur von hochwertiger Kraftwerkskohle.
- Die künftige Versorgung des internationalen Kohlemarktes wird vor allem von der Entwicklung in diesen beiden Staaten abhängen, wobei Indonesien in den letzten Jahren die Förderung und die Exporte in einem Tempo ausgeweitet hat, das an sein Ende kommt. Weder die Reserven, noch der steigende heimische Bedarf erlauben eine weitere Ausweitung der Exporte, wie dies vom Kohleministerium auch bereits verkündet wurde.
- Die Qualität der Kohle wird in einigen Regionen bereits spürbar schlechter. In Südafrika hatte das zur winterlichen Spitzenlastzeit bereits zu einem Stromversorgungsengpass geführt, da die Kraftwerke bei schlechterer Kohlequalität im Wirkungsgrad nachlassen.
- Unter Berücksichtigung dieser Aspekte lassen die Berechnungen erwarten, dass die weltweite Kohleförderung um das Jahr 2020 das Fördermaximum erreichen wird.



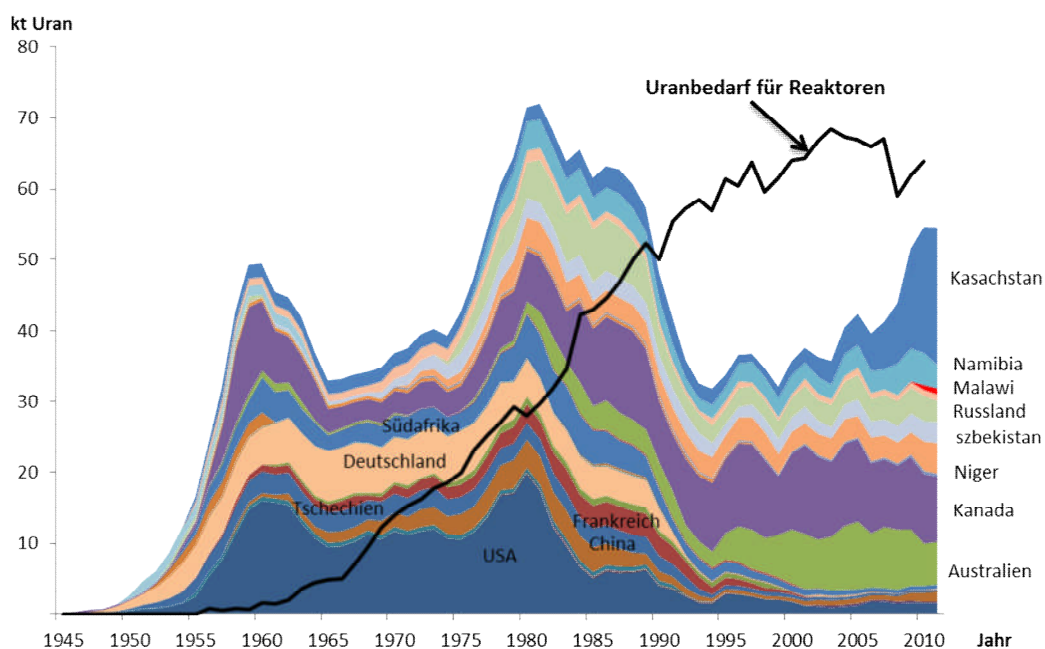
Weltweite Kohleförderung gemäß der Szenario-Rechnungen (SK = Steinkohle; HBK=Hartbraunkohle).

Uran

Die weltweite Uranförderung hat bereits im Jahr 1980 das Fördermaximum überschritten. Dies fiel mit dem Fördermaximum in den USA zusammen, die zu dieser Zeit mit Abstand der größte Uranförderstaat waren.

Der Förderanstieg seit dem Jahr 2000 ist auf die Förderausweitung in Kasachstan zurückzuführen. Uranressourcen sind bis auf wenige Ausnahmen seit vielen Jahrzehnten bekannt. Die Größe der von der Nuklearenergieagentur (NEA 2011) in den in zweijährigem Rhythmus veröffentlichten Studien wäre ausreichend, um den weltweiten Bestand an Reaktoren für einige Jahrzehnte zu versorgen. Allerdings weist auch hier die Detailanalyse ein wesentlich differenzierteres Bild aus. Neue Minen in Afrika müssen bereits auf Erze mit einem Urananteil unter 0,02% zurückgreifen. Die erschwerten Förderbedingungen steigern den benötigten Energieaufwand. Das wird dann zum Problem, wenn parallel die Verfügbarkeit fossiler Energieträger – diese bilden im Bergbau in der Regel die Basis der Energieversorgung – nicht mehr ausreichend und billig verfügbar sind. Heute sind die meisten neuen Minenprojekte in zeitlichem Verzug während gleichzeitig der Ertrag der alten Minen zurückgeht.

Aus diesen Gründen besteht ein Risiko, dass bereits in diesem Jahrzehnt die Versorgung der Kernkraftwerke auf Versorgungsengpässe stoßen könnte. Mit großer Wahrscheinlichkeit kann behauptet werden, dass neu gebaute Reaktoren nicht mit einer gesicherten Uranversorgung über die gesamte Lebensdauer von 40 Jahren rechnen können.



Weltweite Uranförderung und Uranbedarf für Kernreaktoren.

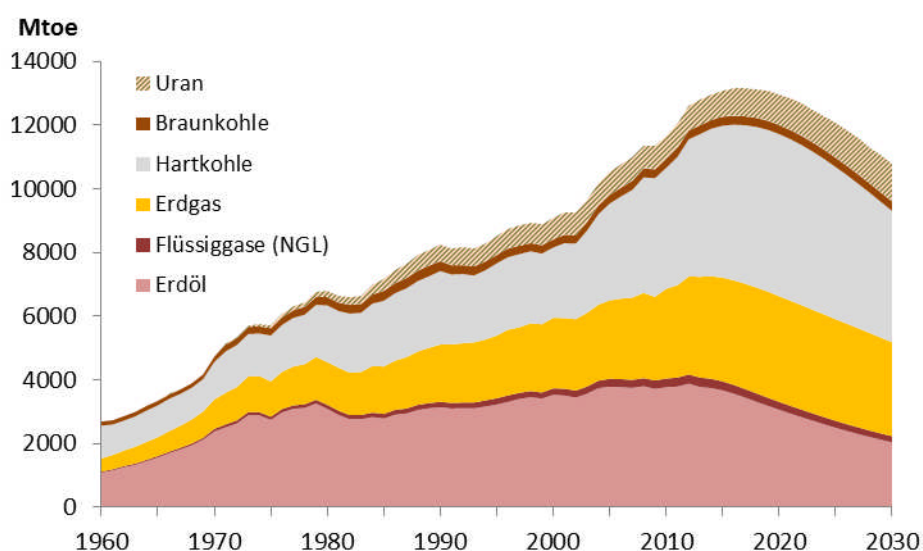
Zusammenfassung

Die abschließende Grafik zeigt die Förderbeiträge der einzelnen Energieträger zur weltweiten Versorgung. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurden die metrischen und volumetrischen Angaben in Energieeinheiten umgerechnet (1Mtoe = 1 Million Tonnen Öläquivalent).

Die in dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen weisen darauf hin, dass sowohl Erdgas als auch Kohleförderung vermutlich um 2020 das Fördermaximum erreichen werden. Das Fördermaximum aller fossilen Energieträger wird jedoch einige Jahre früher eintreten, wobei dieser Zeitpunkt vor allem vom Förderrückgang der Erdölförderungen bestimmt wird.

Der bald erwartete Rückgang der weltweiten Erdölförderung wird zu deutlichen Versorgungsproblemen führen. Über ein oder zwei Jahrzehnte betrachtet wird der Rückgang so groß werden, dass er nicht durch eine Substitution mit Erdgas, Kohle ausgeglichen wird. Versuche, die Erdgas und Kohleförderung dann deutlich auszuweiten, werden schnell an Grenzen stoßen, da diese Energieträger ebenfalls erschöpfbar sind und nicht zu weit von den Begrenzungen entfernt sind.

Der Beitrag nuklearer Energieträger ist zu gering, als dass dieser bei dem Übergang eine weltweit bedeutende Rolle spielen könnte. Das kann zwar in einzelnen Ländern mit hohem Kernenergieanteil an der Stromversorgung unterschiedlich bewertet werden. Aber auch hier greift das übergeordnete Prinzip, dass an ökonomischen Zwängen orientiert die leicht und kostengünstig zu erschließenden Minen zuerst genutzt wurden und mit zunehmendem Wegbrechen der alten Minen neue kostenintensivere Projekte angegangen werden müssen, die in der Regel auch ungünstigere Eigenschaften ausweisen.



Weltweite Förderung fossiler und nuklearer Brennstoffe.

KURZSTUDIE/ WICHTIGE ERGEBNISSE

Zielsetzung

Inhalt dieser Studie ist es, Szenarien zur Verfügbarkeit fossiler und nuklearer Brennstoffe bis zum Jahre 2030 zu erarbeiten. Für Erdöl, Kohle und Uran wurden Detailstudien bereits in den Jahren 2006, 2007 und 2008 erstellt. Der jetzt vorliegende Bericht baut auf diesen Arbeiten auf, indem er Entwicklungen der letzten fünf Jahre berücksichtigt und mit den damaligen Projektionen vergleicht. Insbesondere soll geprüft werden, ob neuere Erkenntnisse die Grundaussage, dass das Maximum der weltweiten Erdölversorgung erreicht ist, in Frage stellen. Insbesondere, da die jüngsten Publikationen der Internationalen Energieagentur (WEO 2012), der US-amerikanischen Energiebehörde (AEO 2013), oder einiger Ölfirmen (z.B. BP World Energy Outlook 2013) die „peak oil“-Theorie grundsätzlich in Frage stellen und angesichts neuer Technologien zur Erschließung unkonventioneller Erdöl- und Erdgasvorkommen als überholt bezeichnen.

“Derzeit existieren stark divergierende Projektionen nebeneinander, die völlig unterschiedliche Reaktionen und Handlungen von Politikern, Industrie und sonstigen handelnden Personen erfordern.” Diese Beobachtung im EWG-Report des Jahres 2008 ist auch heute noch richtig.

Die Struktur der Szenarien in diesem Bericht ist analog zum Aufbau der Projektionen im World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA). Im Unterschied zu diesen Berichten werden im vorliegenden Bericht jedoch keine Aussagen zur künftigen Entwicklung des Energiepreises getroffen. Die Studie konzentriert sich auf Förderszenarien für jede Weltregion und jedes größere Land. Die Ergebnisse werden aggregiert für zehn Weltregionen dargestellt. Die Definition dieser Regionen lehnt sich an die regionale Gliederung des WEO 2008 an:

- OECD Nordamerika, einschließlich Kanada, Mexiko und den USA.
- OECD Europa, einschließlich Österreich, Belgien, Tschechische Republik, Dänemark, Finnland, Frankreich, Deutschland, Griechenland, Ungarn, Island, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Polen, Slowakische Republik, Spanien, Schweden, Schweiz, Türkei und Großbritannien.
- OECD Pazifik, einschließlich
 - OECD Ozeanien mit Australien und Neuseeland,
 - OECD Asien mit Japan und Südkorea.
- Übergangstaaten, einschließlich Albanien, Armenien, Aserbaidschan, Weißrussland, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Estonien, Jugoslawien, Makedonien,

Georgien, Kasachstan, Kirgistan, Latien, Litauen, Moldawien, Rumänien, Russland, Slowenien, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan, Zypern und Malta.

- China, einschließlich China und Hong Kong.
- Ostasien, einschließlich Afghanistan, Bhutan, Brunei, Taiwan, Fidschi, Polynesien, Indonesien, Kiribati, Nordkorea, Malaysia, Malediven, Myanmar, Neukaledonien, Papua Neuguinea, Philippinen, Samoa, Singapur, Solomon Inseln, Thailand, Vietnam und Vanuatu.
- Südasien, einschließlich Bangladesch, Indien, Nepal, Pakistan und Sri Lanka.
- Lateinamerika, einschließlich Antigua und Barbados, Argentinien, Bahamas, Barbados, Belize, Bermuda, Bolivien, Brasilien, Chile, Kolumbien, Costa Rica, Kuba, Dominikanische Republik, Ekuador, El Salvador, Französisch Guyana, Grenada, Guadeloupe, Guatemala, Guyana, Haiti, Honduras, Jamaica, Martinique, Niederländische Antillen, Nicaragua, Panama, Paraguay, Peru, St. Kitts-Nevis-Antigua, Saint Lucia, St. Vincent, Grenadas und Surinam, Trinidad und Tobago, Uruguay und Venezuela.
- Mittlerer Osten, einschließlich Bahrain, Iran, Irak, Israel, Jordanien, Kuwait, Libanon, Oman, Katar, Saudi Arabien, Syrien, Vereinigte Arabische Emirate, Jemen, u Neutrale Zone zwischen Saudi Arabien und Irak.
- Afrika, einschließlich Algerien, Angola, Benin, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Kamerun, Cap Verde, Zentral afrikanische Republik, Tschad, Kongo, Demokratische Republik Kongo, Elfenbeinküste, Dschibuti, Ägypten, Äquatorialguinea, Eritrea, Äthiopien, Gabun, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bissau, Kenia, Lesotho, Liberia, Libyen, Madagaskar, Malawi, Mali, Mauretanien, Mauritius, Marokko, Mosambik, Niger, Nigeria, Ruanda, Sao Tome und Príncipe, Senegal, Seychellen, Sierra Leone, Somalia, Südafrika, Sudan, Swasiland, Vereinigte Republik Tansania, Togo, Tunesien, Uganda, Sambia und Simbabwe.

Für viele Regionen unterscheiden sich die Szenarien dieses Papier deutlich von den Projektionen der IEA. Insbesondere sieht die IEA auch heute noch eine stetig steigende Ölförderung und in Konsequenz einen steigenden Ölverbrauch für die kommenden Jahrzehnte als möglich und sehr wahrscheinlich.

Der Bericht gliedert sich in vier große Kapitel, die die Energieträger Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran diskutieren.

Method

Die Analysemethode in diesem Papier orientiert sich an der ursprünglichen Version der Berechnungen des Jahres 2008 mit Datenbasis 2006. Die Entwicklung von 2006 bis 2012 wird für Erdöl mit den damaligen Projektionen verglichen und, wo notwendig, eine entsprechende Adaption vorgenommen. Die Bearbeitung hält sich jedoch eng an den ursprünglichen Ansatz: Die Projektionen basierend nicht primär auf den nachgewiesenen Reserven – die sehr schwierig zu verifizieren sind und sich in der Vergangenheit oft als unzuverlässig gezeigt haben. Vielmehr wird die historische Entwicklung der nachgewiesenen und wahrscheinlichen Reserven als besserer Indikator zur Beurteilung künftiger Fördermöglichkeiten angesehen, obwohl teilweise auch hier Daten unterschiedlicher Qualität einfließen. Daher wird die Analyse primär auf den direkt beobachtbaren historischen Förderstatistiken aufgebaut. Diese Daten sind besser belastbar und erlauben eine recht genaue Projektion in den Regionen, die nahe am oder bereits nach dem Fördermaximum sind. Die Historie des Entdeckens von Erdöl zusammen mit dem detaillierten Fördermuster erlaubt eine recht gute Fortschreibung künftiger Fördermöglichkeiten.

Die detaillierte Analyse im Jahr 2008 baute auf einer Industriedatenbank mit historischen Förderdaten und Reserveangaben auf. Da für einzelne Regionen die Datenqualität jedoch sehr unterschiedlich ist und es keine unabhängig geprüfte Referenz gibt, wurden für diese Regionen eigene Reservebeurteilungen auf Basis unterschiedlicher Literaturangaben und weiterer Informationen vorgenommen. Im Allgemeinen kann das künftige Förderprofil in Regionen nach dem Fördermaximum recht gut aus der historischen Datenreihe bestimmt werden.

Die Projektionen berücksichtigen auch bekannte Entwicklungspläne neuer Felder und sog. „weiche“ Faktoren, wie z.B. Aussagen anerkannter Experten aus der entsprechenden Region.

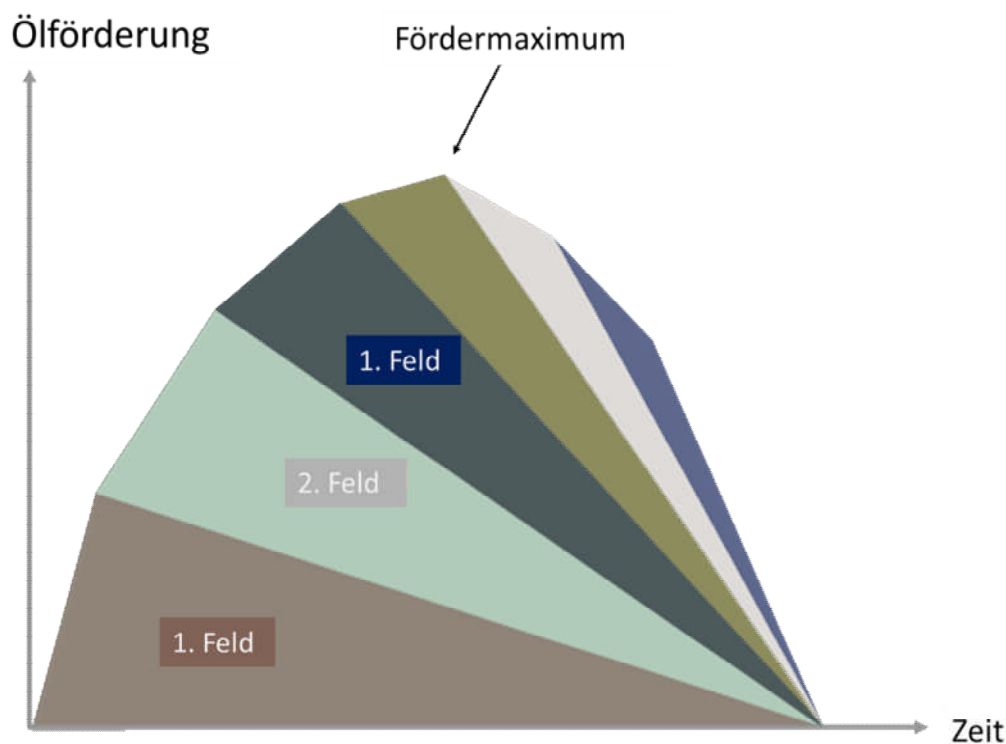
Die vorliegende Aktualisierung legt einen besonderen Schwerpunkt auf die detaillierte Analyse der historischen Förderdaten und künftiger Fördermöglichkeiten in den USA.

Grundsätzliches Schema der Ölförderung

In jeder Ölregion werden die großen aussichtsreichen Felder zunächst entwickelt und erst später die kleineren teureren Felder. Sobald die zuerst erschlossenen großen Ölfelder einer Region das Fördermaximum überschritten haben, müssen in immer schnellerer Geschwindigkeit und kürzeren Abständen neue und in der Regel kleinere Felder entwickelt werden, um den aggregierten Förderrückgang der großen Felder zu kompensieren. Mit der Zeit wird es immer schwieriger, die Zuwachsrate aufrecht zu erhalten. Es beginnt ein Wettlauf, der etwa folgendermaßen beschrieben werden kann: Immer mehr große erschlossene Ölfelder gehen in den Förderrückgang. Das resultierende Defizit muss durch die schnelle Erschließung der neuen kleineren Felder ausgefüllt werden. Wenn die neu entdeckten

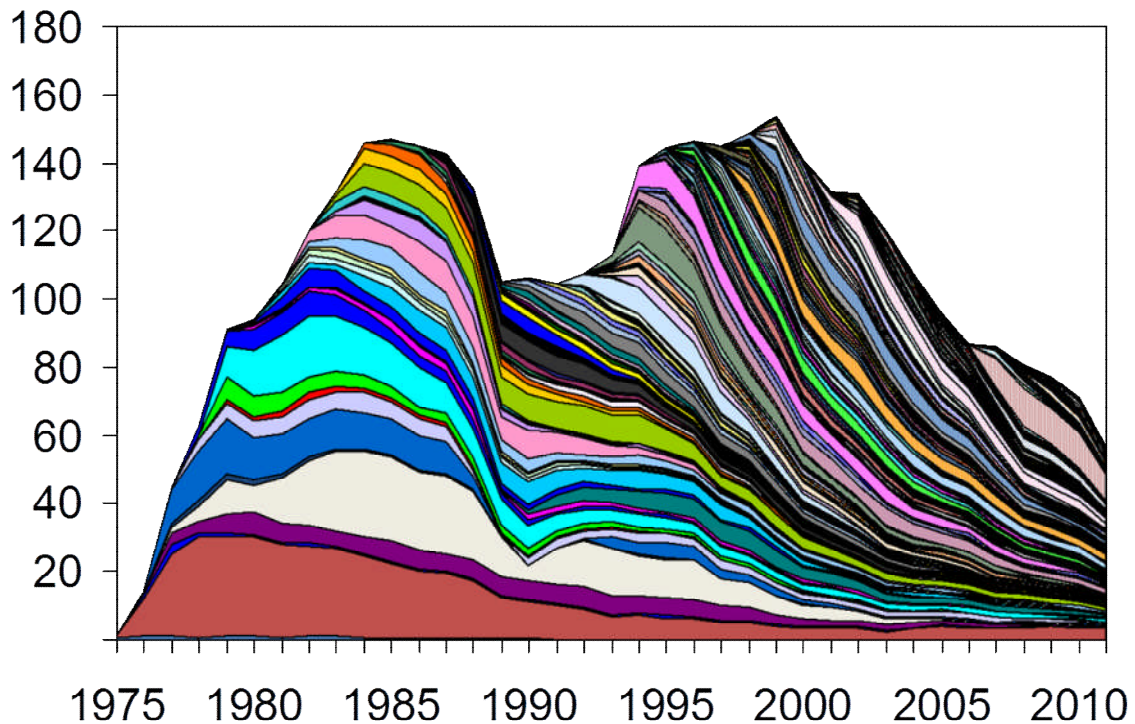
Felder jedoch in Zahl und Größe nachlassen, dann ist das nicht mehr in ausreichendem Maße möglich. Die kleinen Felder erreichen das Fördermaximum schneller und gehen in einen stärkeren Förderrückgang. In der Konsequenz geht die Förderung einer gesamten Region in den Förderrückgang. Dieses Schema ist in Abbildung 1 skizziert.

Abbildung 1: Typisches Förderprofil einer Region.

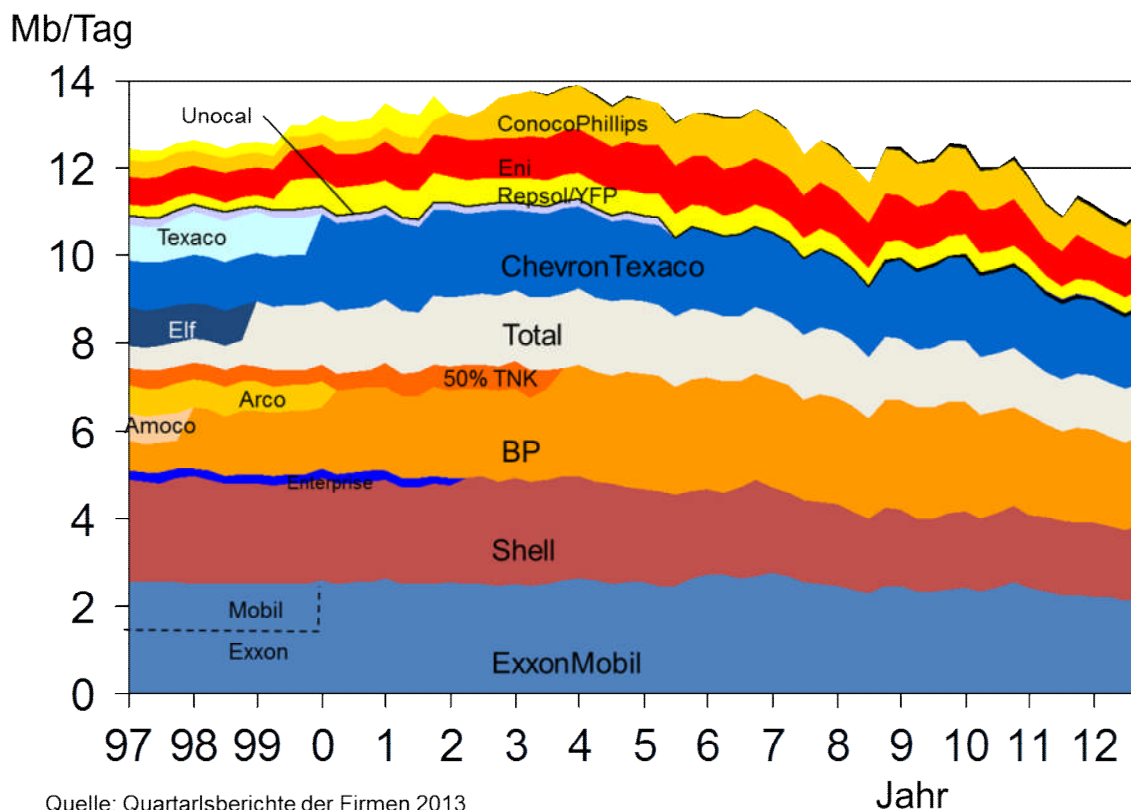


Die Veränderung der Rahmenbedingungen einer Förderregion kann wie folgt charakterisiert werden: Die Fördererhöhung wird zunehmend schwieriger, die Zuwachsraten gehen zurück und die Förderkosten steigen solange, bis die Industrie eine ausreichende Anzahl neuer Felder nicht mehr schnell genug in Förderung bringen will oder kann. Die Förderung stagniert und geht in den Förderrückgang.

Dieses Fördermuster zeigt sich beispielsweise in der Ölförderung von Großbritannien. Der starke Förderrückgang in den späten 1980er Jahren war allerdings das Ergebnis erhöhter Sicherheitsanforderungen an den Betrieb der Bohrplattformen, ausgelöst durch einen sehr schweren Unfall auf der Bohrplattform Piper Alpha. Als diese Phase überwunden war, konnte die Förderung mit entsprechenden finanziellen Anreizen der Regierung sehr schnell wieder erhöht werden. Doch neue Feldentwicklungen nach dem Jahr 2000 und auch in jüngster Zeit waren viel zu gering, um den sich abzeichnenden Förderrückgang aufzuhalten. Innerhalb einer Dekade ging die Ölförderung in der Britischen Nordsee um mehr als 60 Prozent zurück. Dies entspricht einem durchschnittlichen Förderrückgang von 5 Prozent jährlich.

Abbildung 2: Ölförderung in Großbritannien.Ölförderung (Mio. m³)

Die Schwierigkeiten, die Ölförderung nochmals auszuweiten, zeigen sich vor allem auch bei den großen westlichen Ölfirmen. In Summe waren diese trotz aller Investitionen und steigender Ölpreise nicht fähig, in den vergangenen zehn Jahren die Förderung auszuweiten. Ungeachtet der Verdreifachung des Erdölpreises zwischen Januar 2004 und Januar 2008 ging deren Förderung in den Rückgang. Zum Jahresende 2012 lag die Förderung fast 25 Prozent unter dem Maximalwert von 2004 und bereits niedriger als im Jahr 1997. Offensichtlich konnten auch steigende Ölpreise keine Möglichkeit bieten, den Förderrückgang aufzuhalten. Die großen westlichen Ölfirmen haben das Fördermaximum überschritten und kämpfen seitdem erfolglos gegen den Förderrückgang an. Das wird nur dadurch verdeckt, dass der deutlich gestiegene Ölpreis die Gewinne der Firmen ansteigen ließ.

Abbildung 3: Ölförderung der größten westlichen Firmen 1997 bis 2012.

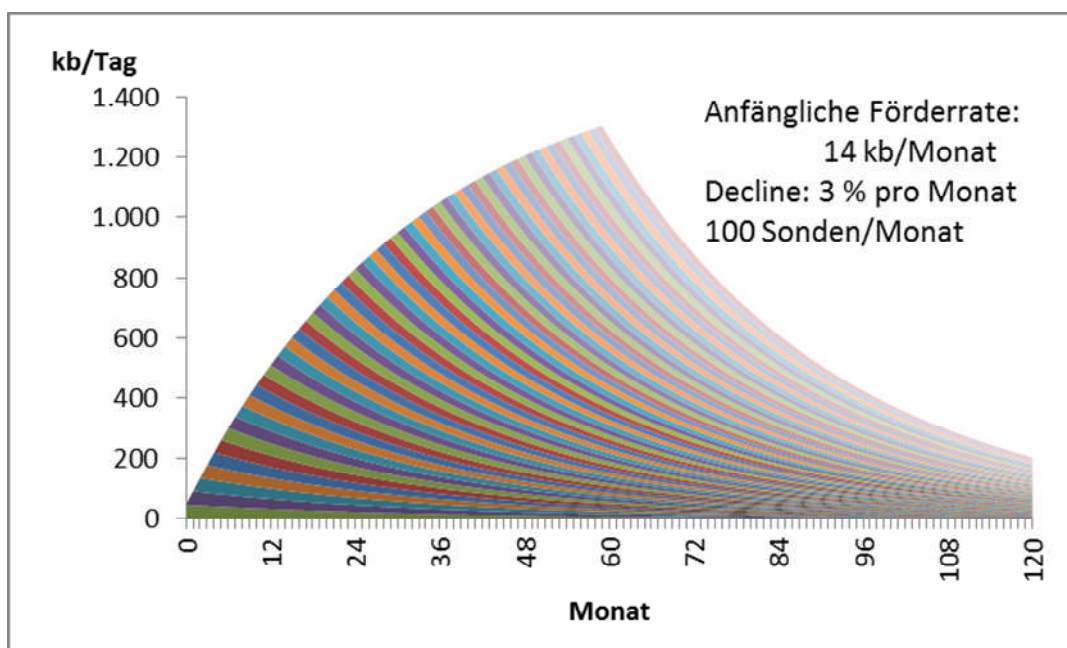
Das Fördermaximum der westlichen Ölfirmen fällt zeitlich mit dem Beginn des starken Ölpreisanstieges anzusammeln, wie er bisher einmalig ist. Zwischen Juli 2004 und Juli 2008 stieg der Ölpreis an der New Yorker Börse von 43,8 USD/bbl auf 124,08 USD/bbl. Es ist ebenso bemerkenswert, dass die weltweiten Ölexportmengen im Jahr 2005 ihren Höhepunkt erreichten – lange vor dem Zusammenbruch des Ölpreises im Jahr 2008 und dem Beginn einer weltweiten Rezession. Im Unterschied zur Situation in den 1960er Jahren, als der weltweit schnell steigende Bedarf bei niedrig bleibendem Ölpreis eine ebenso schnell steigende Ölförderung initiierte, erzeugte der Preisanstieg seit 2004 keine entsprechende Angebotsausweitung. Offensichtlich ist der Preisanstieg seit 2005 vor allem durch eine Begrenzung des Angebots getrieben.

Das Potenzial der unkonventionellen Ölförderung

Das beschriebene Fördermuster ist noch wesentlich ausgeprägter beim Fördern von unkonventionellem leichtem "tight oil", also Öl in dichtem Gestein. Der durchschnittliche Förderrückgang der in der Formation Bakken produzierenden Ölfördersonden liegt bei 30 Prozent jährlich und muss durch den immer schnelleren Anschluss neuer Fördersonden ausgeglichen werden. Das Erschließungstempo der Fördersonden und die Ölqualität des Gesteins bestimmen, ob die Förderung der gesamten Region noch zunehmen kann, für einige Zeit stagnieren wird oder – dann, wenn der Förderrückgang der Sonden nicht länger kompensiert werden kann – zurückgehen wird.

Abbildung 4 zeigt dieses Schema beispielhaft. Für dieses Beispiel wurde angenommen, dass über 60 Monate (5 Jahre) monatlich 150 neue Ölfördersonden mit identischer Förderrate erschlossen werden. Das aggregierte Förderprofil geht nach einigen Jahren Förderanstieg in Sättigung, obwohl das Entwicklungstempo konstant bleibt, da ein immer größerer Teil der neuen Fördersonden zunächst den Förderrückgang älterer Sonden ausgleichen muss. Sobald keine neuen Fördersonden erschlossen werden, geht die Förderung der Region sofort in den Förderrückgang.

Abbildung 4: Hypothetisches Förderprofil eines leichten “tight oil” Vorkommens mit einer anfänglichen Förderrate je Sonde von 14 kb/Monat, 3 Prozent monatlichem Förderrückgang und einer Erschließungsrate von 100 Fördersonden pro Monat, wie es für Bakken typisch ist.



Wesentliche Studienergebnisse zur künftigen Versorgung mit Erdöl

- *“Peak oil is now”.*

Im Bericht des Jahres 2008 war das weltweite Ölfördermaximum auf das Jahr 2006 festgesetzt worden. Dies ist noch richtig, sofern man die Produktion von unkonventionellem synthetischem Erdöl in Kanada und Teersandförderung ausklammert, wie dies auch von der Internationalen Energieagentur und der US-Energiebehörde EIA bestätigt wird. Im WEO 2012 wird die konventionelle Erdölförderung im Jahr 2005 bei 70 Mb/Tag und im Jahr 2011 bei 68,5 Mb/Tag gesehen (WEO 2012). Das Fördermaximum der konventionellen Ölförderung ist inzwischen allgemein akzeptiert.

Im Bericht des Jahres 2008 war erwartet worden, dass die Ölförderung bald zurückgehen werde. Anhand aktueller Daten ist es offensichtlich, dass die weltweite Ölförderung ein mehr oder weniger stabiles Plateau erreicht hat, das kaum von

Ölpreisschwankungen beeinflusst wurde. Da das Angebot weitgehend stabil war, folgten die starken Preisfluktuationen vor allem den Nachfrageschwankungen und nicht umgekehrt. Selbst als der Ölpreis im Spätsommer kurzzeitig auf 40 USD/bbl fiel, löste das keineswegs einen Nachfrageanreiz aus. Der Ölverbrauch der OECD-Staaten ging seit 2005 um etwa 10 Prozent zurück (BP 2012).

Seit 15 Jahren besteht nun die Debatte über das weltweite Ölfördermaximum. Dabei wurden immer wieder neue „Hoffnungsträger“ angeführt, die – bisher unbeachtet – die künftige Ölförderung noch auf lange Zeit garantieren könnten. Doch die meisten dieser „Hoffnungsträger“ entlarvten sich schon nach kurzer Zeit als nicht tragfähig. Beispielsweise wurde vor gut zehn Jahren die Ölförderung im tiefen Meer als einer dieser Hoffnungsträger propagiert. Unbestritten ist, dass es dort Öl gibt, und dass dies auch einen Beitrag zur Ölförderung leistet. Doch inzwischen blieb die Ölförderung im Golf von Mexiko weit hinter den damals geschürten Hoffnungen zurück, die Förderung vor der Küste Angolas hat den Höhepunkt ebenfalls bereits überschritten. Auch wird die Förderung vor Brasilien wesentlich langsamer ausgeweitet, als es vor einigen Jahren propagiert wurde. Im Kaspischen Meer hat Aserbaidschan mit dem Überschreiten des Fördermaximums im Feldkomplex Azeri-Chirac-Guneshli ebenfalls den Höhepunkt überschritten. Das im Jahr 2000 entdeckte Ölfeld Kashagan im Kaspischen Meer – das damals als der größte und wichtigste Fund seit langem gefeiert wurde, der dazu beitragen werde, dass die Ölförderung im Kaspischen Raum mit der Ölförderung von Saudi Arabien gleichziehen oder diese sogar übertreffen könnte – nimmt jetzt, 13 Jahre nach der Entdeckung und 7 Jahre gegenüber den damaligen Prognosen verspätet, die Förderung auf. Die großen Teersandvorkommen in Alberta /Kanada produzieren nur auf der Hälfte des vor 5 Jahren vorhergesagten Niveaus. Saudi Arabien hat entgegen der damaligen Hoffnungen die Förderung nie auf 12-14 Mb/Tag ausgeweitet, sondern kurzfristig auf etwas über 11 Mb/Tag. Im aktuellen WEO 2012 bewertet die IEA denn auch deutlich vorsichtiger, dass Saudi Arabien die Förderung bis 2030 kaum ausweiten werde.

- *Die Förderung von leichtem „tight oil“ in den USA wird keinen Strukturwandel bewirken, in dessen Folge die Ölförderung der USA nachmals stark ausgeweitet werden könnte.*

In der aktuellen Diskussion liegt der Fokus inzwischen auf einer Akzeptanz, dass die konventionelle weltweite Erdölförderung das Maximum überschritten hat, dass aber das Potenzial der Förderung von leichtem „tight oil“ in den USA so groß sei, dass man Importe noch für Jahrzehnte auf ein vernachlässigbares Niveau reduzieren könne. Die Verknappung des Ölangebots gilt heute in den Medien nicht mehr als vorrangiges Problem, das hohe Aufmerksamkeit verdiene. Diese Wahrnehmung steht jedoch in deutlichem Widerspruch zur Realität:

Auch heute noch bildet die Förderung von konventionellem Erdöl das Rückgrat der weltweiten Ölversorgung. Das wird auch noch mindestens in den kommenden zwanzig Jahren so bleiben. Doch Funde und Entwicklung neuer Felder sind selten geworden. Die Entwicklung unkonventioneller Erdölvorkommen aus Bitumen oder Schweröl ist sehr langsam und kostenintensiv. Aber auch hier wurden die ergiebigsten und kosteneffizientesten Gebiete zunächst entwickelt. Die Ausweitung der Bitumenförderung in Kanada und dessen „upgrading“ zu synthetischem Rohöl liegen heute mit 1,8 Mb/Tag nur bei der Hälfte dessen, was vor fünf Jahren noch erwartet worden war.

Auf der anderen Seite hat die Förderung von leichtem “tight Oil” in den USA in den letzten drei Jahren deutlich zugenommen. Dies war der wesentliche Faktor, der zu einer wieder steigenden Ölförderung der USA in den Jahren 2010 bis 2012 führte. Doch die Reserven sind auch in den USA recht bescheiden im Verhältnis zu den konventionellen Erdölreserven. Ungeachtet dessen werden immer übertriebenere Darstellungen über die Ressourcen und deren steigende Bedeutung veröffentlicht, die den USA zu einer deutlichen Reduktion der Importabhängigkeit verhelfen werde. In einigen Jahren könne die USA dadurch wieder zum weltweit größten Fördergebiet aufsteigen. Eine kritische Analyse zeigt jedoch, dass die günstigen Fördergebiete nur auf einen sehr kleinen geographischen Raum begrenzt sind, der nur wenige Landkreise innerhalb der USA umfasst. Zudem ist dieses Gebiet mit 3 Einwohnern je km² sehr dünn besiedelt. Eine der wesentlichen Voraussetzungen, die den Fördermethoden des hydraulic fracturing oder fracking zur Erdöl-, vor allem aber zur Erdgasförderung zur Bedeutung verhelfen, war die Aufweichung der Umweltstandards im sog. Energy Policy Act im Jahr 2005. Dabei wurden die Bohraktivitäten der Erdöl- und Erdgasindustrie der Überwachung durch die Umweltbundesbehörden entzogen.

Aber erst der hohe Ölpreis von weit über 80 UDS/bbl erlaubte eine kostendeckende Förderung von leichtem “Tight Oil”. Dabei stiegen in den vergangenen Jahren die Bohrkosten um den Faktor 4 – 8 an.

Abbildung 5 zeigt die Ölförderung der USA mit einer Unterteilung der Beiträge aus verschiedenen Regionen. Dadurch wird deutlich, dass 90 Prozent des Förderbeitrags auch heute noch aus Regionen stammen, die das Fördermaximum längst überschritten haben und ein sinkendes Förderprofil zeigen. Dieser langjährige Trend wird überlagert mit einem steigenden Beitrag aus Norddakota (Bakkenformation) und Texas (Eagle Ford Shale). Eine detaillierte Analyse zeigt, dass die Förderdynamik der vielen gering ergiebigen Bohrungen den Förderrückgang in den großen Gebieten der USA nicht lange wird kompensieren können. Ein wahrscheinliches Förderszenario bis zum Jahr 2030 ist in **Abbildung 6** dargestellt.

Doch **Abbildung 5** verdeutlicht auch Diskrepanzen zwischen den statistischen Daten der amerikanischen Bundesbehörde US-EIA einerseits und der Texanischen Landesbehörde *Texas Railroad Commission*, andererseits. Die blaue Kurve (US-EIA) in der **Abbildung** zeigt einen deutlichen Förderanstieg in letzter Zeit, der nicht mit den detaillierten Förderstatistiken der Landesbehörde in Übereinstimmung ist. Die Lücke zwischen der blauen Kurve und der Summe der in den Flächen zusammengefassten regionalen Beiträge zeigt diese Diskrepanz.

Abbildung 5: Ölförderung in den USA.

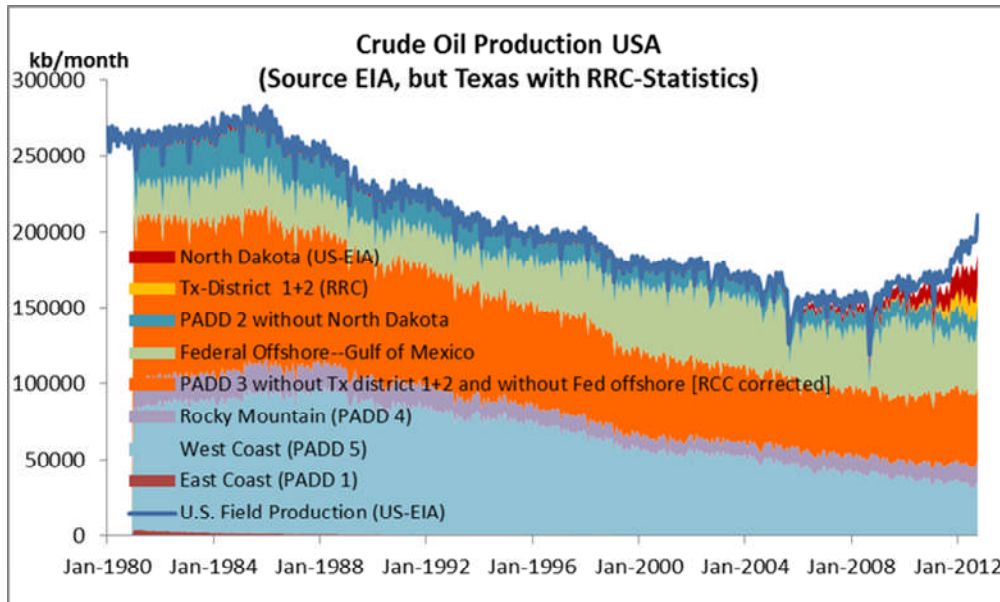
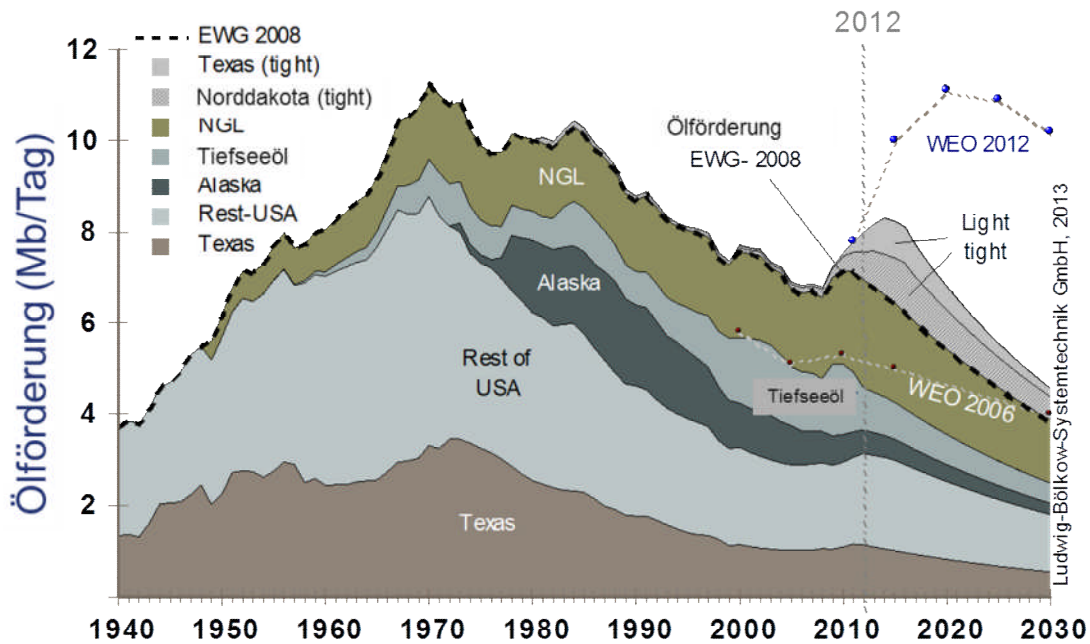


Abbildung 6: Ölförderung in den USA gemäß den Szenario-Rechnungen.



- Die weltweite Erdölförderung ist auf einem Plateau und wird bald zurückgehen

Im Unterschied zur Annahme in der Studie des Jahres 2008 befindet sich die weltweite Ölförderung immer noch auf einem Plateau. Dies ist vor allem auf die Entwicklung in den USA und die Entwicklung des Ölfeldes Khurais und einiger kleinerer Felder in Saudi Arabien zurückzuführen. In dieser Situation wurde die

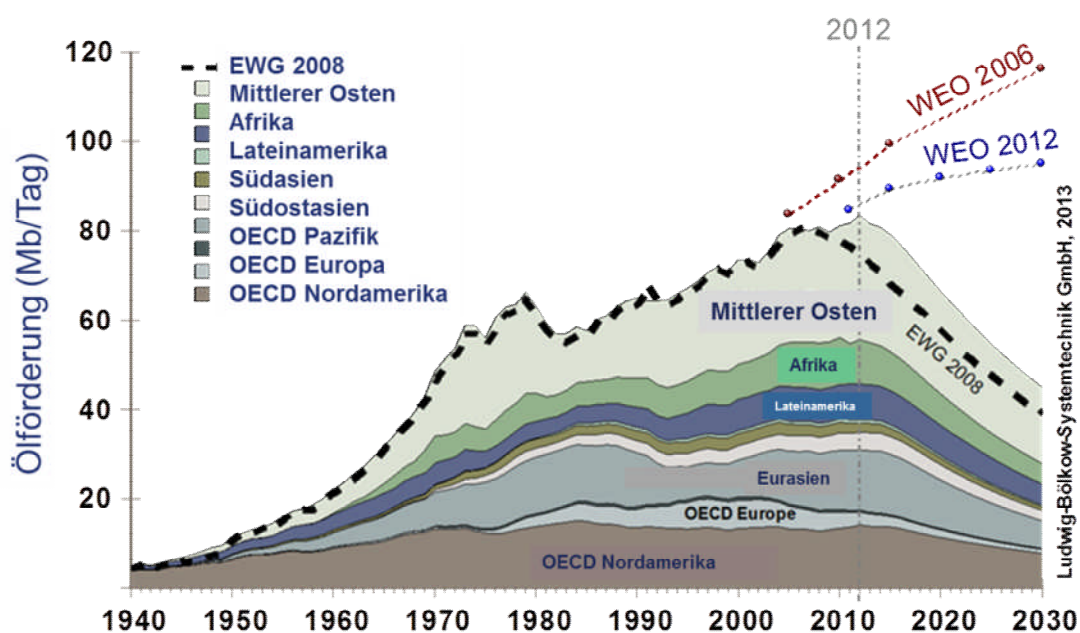
Verbrauchsausweitung der nicht-OECD Staaten nur deshalb möglich, da der Ölverbrauch in den OECD-Staaten – freiwillig oder unfreiwillig – deutlich zurückging. Es ist sogar sehr wahrscheinlich, dass dieser Verbrauchsrückgang durch die hohen Ölpreise erzwungen wurde. Darin liegt vermutlich auch eine Ursache für die ökonomischen Probleme in den USA, die etwa um 2005 begannen, den Kollaps der damals weltgrößten Autofirma General Motors bewirkt hätten – wenn der Staat diese nicht aufgefangen hätte –, das Verschwinden und die vielen Zusammenschlüsse von Luftfahrtunternehmen zur Folge hatten, und die in der Finanzkrise und der daraus resultierenden Rezessionsphase bisher kulminierten. Die auch heute noch hohen Ölpreise sind vermutlich auch für die wirtschaftliche Schwäche einiger weiterer Staaten zumindest mitursächlich. Es ist sogar sehr wahrscheinlich, dass ein weiter steigender Ölverbrauch in den nicht-OECD Staaten nur dann möglich wird, wenn der Verbrauch der OECD Staaten weiter zurückgeht – sei es durch technische Effizienzverbesserungen, oder eben durch wirtschaftliche Verwerfungen.

- *Ein wesentliches Ergebnis dieser Studie ist der erwartete starke Förderrückgang nach Überschreiten des Fördermaximums.*

Dieses Ergebnis steht in großem Gegensatz zu den Erwartungen der IEA. Selbst im 450ppm-Szenario im WEO 2012 zeigt die IEA nur ein Verbrauchsmaximum, das durch politische Entscheidungen einer restriktiven Klimapolitik erzwungen werde, nicht aber durch geologisch bedingte Versorgungsengpässe.

- *Das weltweite Ölförderszenario bis 2030 ist in Abbildung 7 dargestellt.*

Abbildung 7: Weltweite Ölförderung .



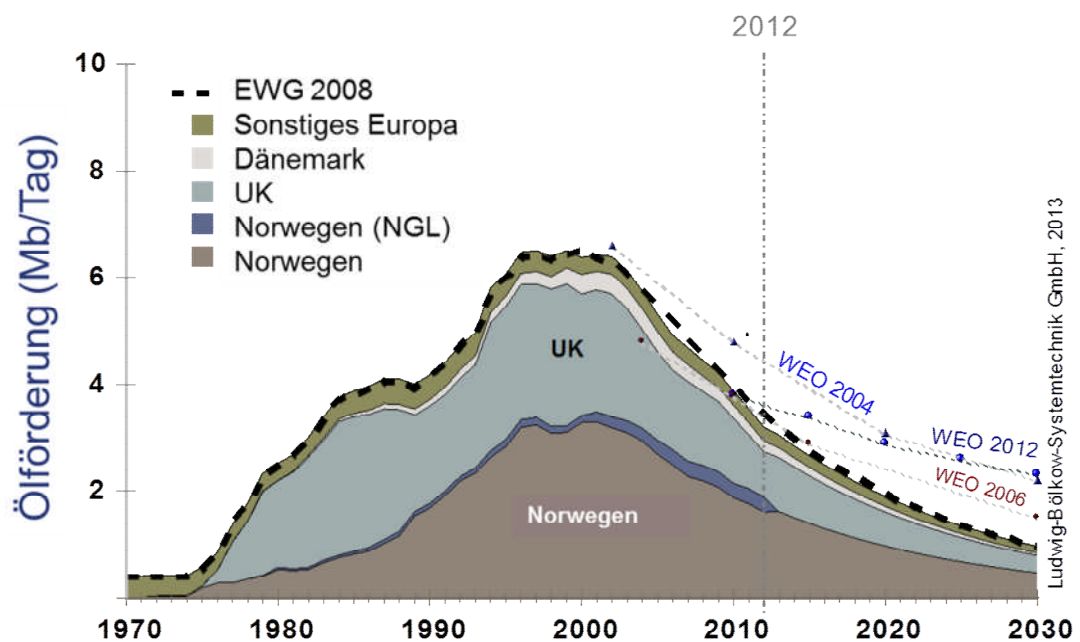
- *Die weltweit verfügbaren Ölhandelsmengen werden bis 2030 deutlich zurückgehen*

In der Vergangenheit steigerten Öl exportierende Förderstaaten den heimischen Verbrauch wesentlich stärker als deren Förderung ausgeweitet wurde. Selbst, als die eigene Ölförderung das Maximum bereits überschritten hatte, wurde der Ölkonsum noch gesteigert. Dies führte dazu, dass die für den Export verfügbaren Mengen deutlich schneller zurückgingen als die Förderung. Dieser Trend wird sich vermutlich fortsetzen. So muss erwartet werden, dass um das Jahr 2030 Erdöl auf dem Weltmarkt nur noch in sehr begrenzter Menge und zu deutlich höherem Preis verfügbar sein wird.

Drei regionale Entwicklungen werden im Folgenden noch kurz dargestellt:

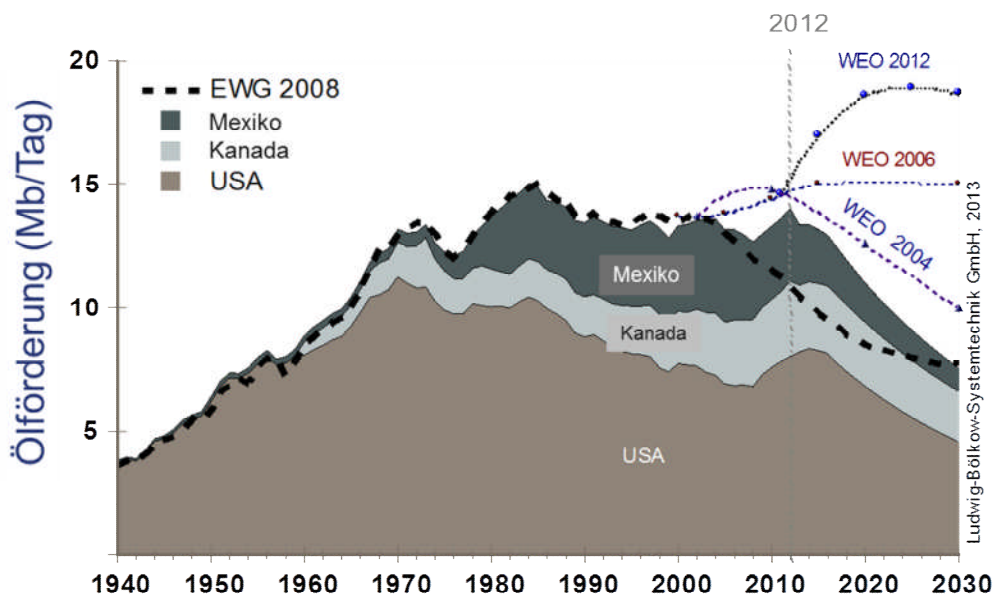
OECD Europa

Abbildung 8: Ölförderung in OECD Europa.



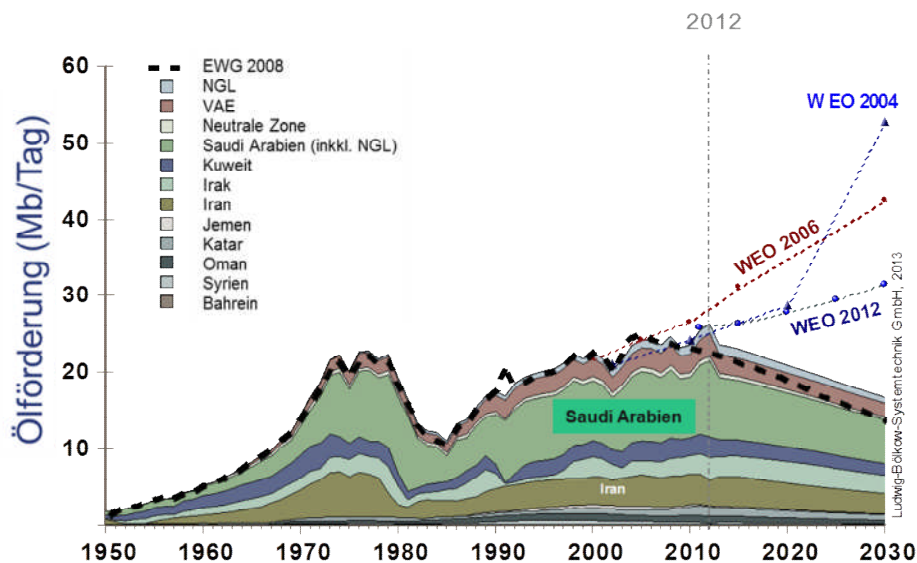
OECD Nordamerika

Abbildung 9: Ölförderung in OECD Nordamerika.



Mittlerer Osten

Abbildung 10: Ölförderung im Mittleren Osten.



Erdgas

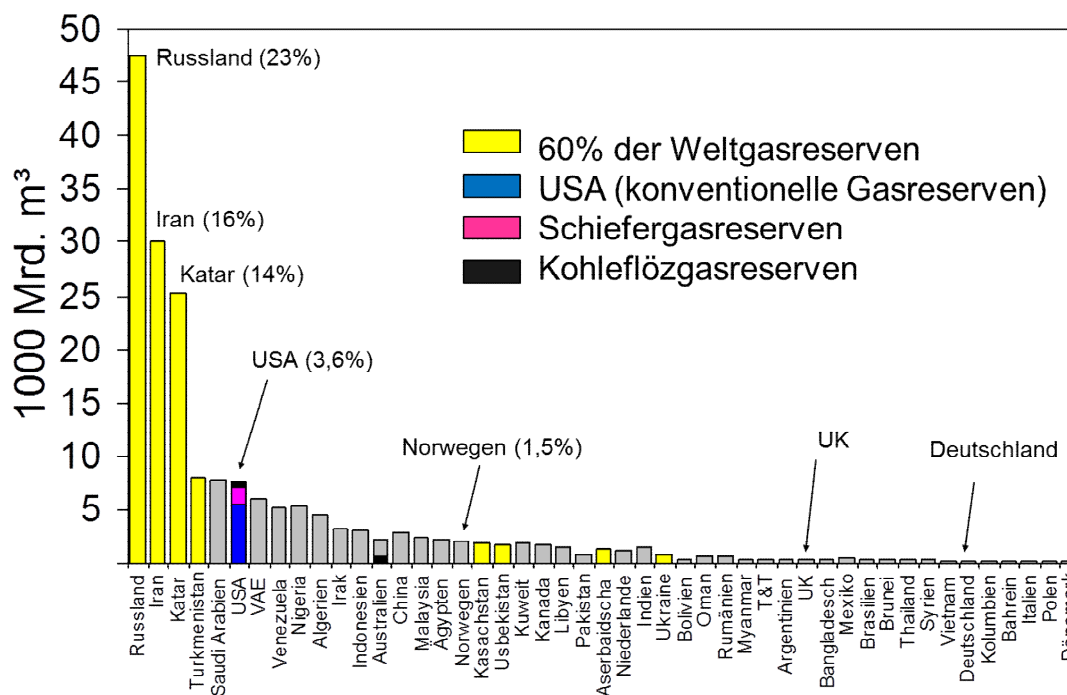
Wesentliche Ergebnisse

Die Internationale Energieagentur veröffentlichte im Juni 2011 einen Bericht, der speziell der künftigen Gasversorgung gewidmet war und den Titel trug: „Werden wir ein goldenes Erdgaszeitalter betreten?“ Wir glauben, dass das Fragezeichen in der Überschrift sehr bewusst gesetzt war und in der Tat bereits eine wichtige Antwort vorwegnimmt. Diese Interpretation wird auch gestützt durch den ein Jahr später nachfolgenden Bericht „Goldene Regeln für das goldene Zeitalter“. Dieser Bericht fokussierte vor allem auf die vielen Randbedingungen, die das goldene Zeitalter des Erdgases doch noch sehr in Frage stellten. Den Schwerpunkt der Diskussion bildet zunächst im ersten Bericht die Betonung des weltweit großen Schiefergaspotenzials, und im zweiten Bericht die notwendigen Herausforderungen, die der aufwändigen Fördermethode eigen sind. Selbst im WEO 2012 werden in den Förderszenarien außerhalb der USA nur geringe Mengen an Schiefergas tatsächlich auch erwartet. Bis 2035 würde Schiefergas nur einen Anteil von weniger als 10 Prozent an der Gasförderung außerhalb der USA erreichen. Nur für die USA und in China wird der Anteil der unkonventionellen Erdgasförderung auf 60-70 Prozent ansteigend gesehen.

Die konventionelle Erdgasförderung ist in vielen Teilen der Welt bereits im Förderrückgang, insbesondere in Europa und in Nordamerika. Tatsächlich setzte mit der Entwicklung der Schiefergasvorkommen in den USA ein richtiger „Gasrausch“ ein. Veröffentlichungen der USGS und der US-EIA identifizierten fast auf der ganzen Welt große Schiefergasvorkommen, die das Potenzial hätten, die weltweiten Erdgasreserven zu verdoppeln oder zu verdreifachen. In dieser Studie wird der oft geäußerte Optimismus der Erschließung dieser Felder jedoch nicht geteilt – zumindest nicht für die mittel- bis langfristige Versorgungssituation.

Zunächst muss man deutlich zwischen Ressourcen, Reserven und Fördermöglichkeiten unterscheiden.

- Die Angabe von Ressourcen ist sehr unsicher und enthält oft große spekulative Anteile. Diese erlauben keinerlei Korrelation zu künftig möglichen Fördervolumina. Sie sind in der Regel nicht geeignet für die Erstellung künftiger Förderszenarien. Weder ist die Ressourcenangabe belastbar, noch ist gesichert, dass sich die errechneten Angaben jemals in Produktionsmengen niederschlagen werden.
- Die Angabe von Reserven zeigt eine bessere Korrelation zu künftig möglichen Fördermengen. Aber auch hier variiert die Qualität der Reserve über einen weiten Bereich. Auch hier ist keineswegs gesichert, dass berichtete Reserveangaben – auch wenn sie der Realität entsprechen sollten – sich eines Tages in Fördermengen niederschlagen werden. Abbildung 11 zeigt die weltweit als nachgewiesen berichteten Erdgasreserven.

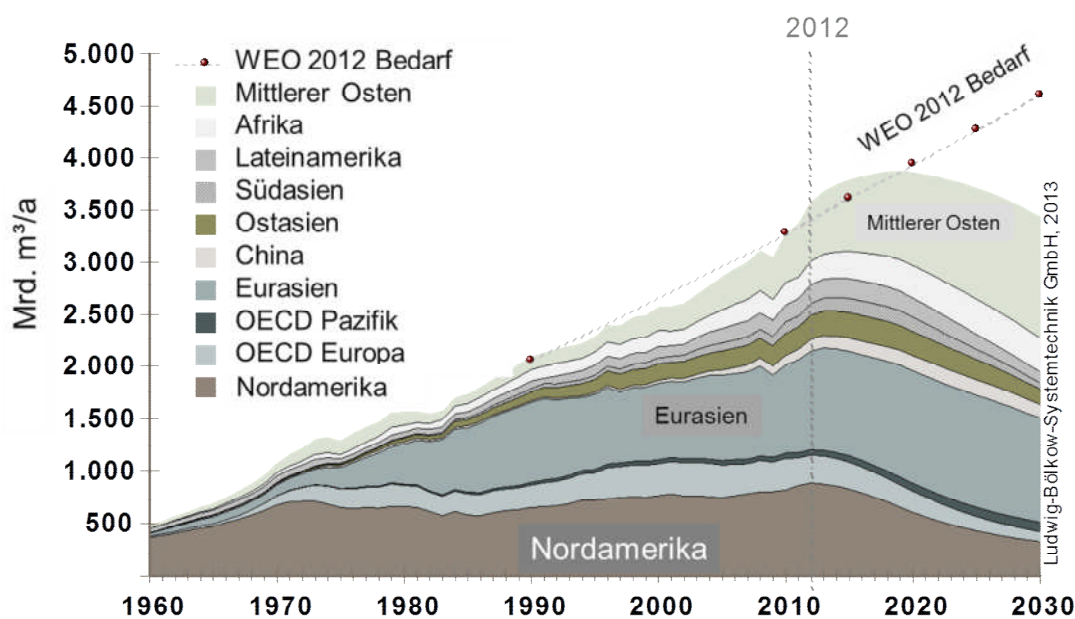
Abbildung 11: Berichtete Erdgasreserven (BP 2012; DERA/BGR 2012).

Source: DERA/BGR 2012

- Die einzig tatsächlich belastbaren Zahlenangaben gelten den Förderstatistiken. Insbesondere die Förderdynamik der einzelnen Felder einer Förderregion und die Aufteilung der Förderung aus bereits erschlossenen Feldern und künftig mögliche Förderausweitung bekannter, aber bisher nicht erschlossener Gasfelder bestimmt in der Nettobilanz, ob eine Region oder die Welt das Gasfördermaximum bereits erreicht hat und ob die künftige Förderung eher steigen oder fallen wird.

Ungeachtet der euphorischen Meldungen über Schiefergasförderung ist es eine Tatsache, dass mehr als die Hälfte der weltweiten Erdgasförderung aus Regionen kommt, wo die konventionelle Erdgasförderung das Fördermaximum bereits überschritten hat: Europa, Nordamerika und Russland.

Abbildung 12 zeigt ein Erdgasförderszenario bis 2030. Diese Berechnungen basieren auf der Analyse historischer Fördertrends, historischer Muster des Findens von Erdgasfeldern sowie der Extrapolation der Erfolgsquote im Finden neuer Felder für jede Region individuell. Gemäß diesen Berechnungen erscheint es sehr wahrscheinlich, dass die weltweite Erdgasförderung um oder bereits vor dem Jahr 2020 das Fördermaximum erreichen wird.

Abbildung 12: Gasförderszenario bis 2030.

Im Unterschied zu Erdöl ist Erdgas volatil. Daher haben sich voneinander weitgehend unabhängige Märkte entwickelt, in denen die Förder- und Verbrauchsregionen über Pipelines miteinander verbunden sind. Auch wenn ein interkontinentaler Austausch zwischen diesen Märkten über den Export und Import von verflüssigtem Erdgas stattfindet, so wird weitaus der größte Erdgasanteil (90 Prozent) innerhalb dieser Märkte über Leitungen transportiert.

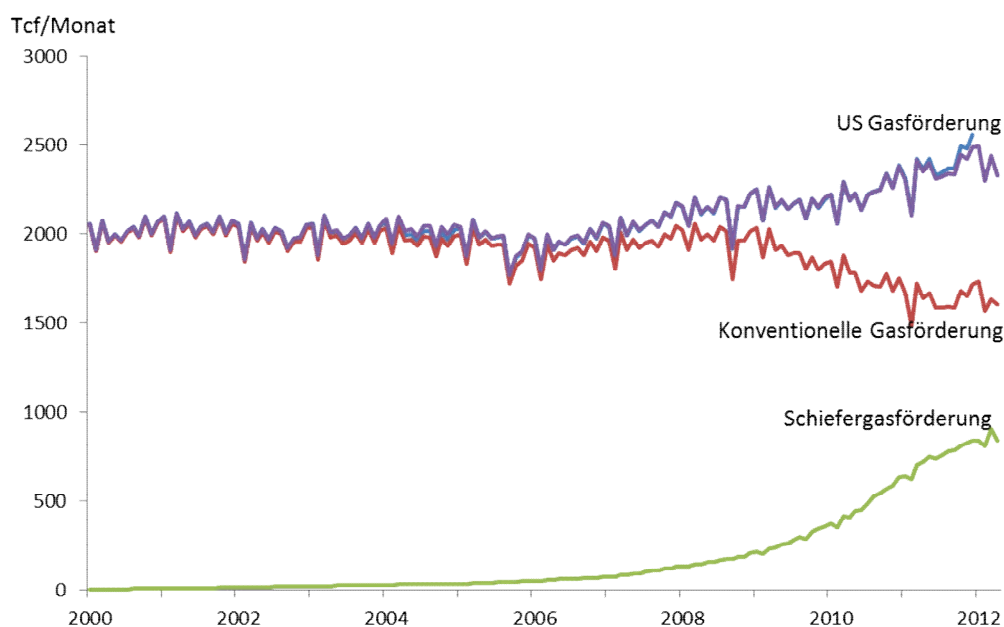
Im Folgenden werden einige Schlüsselregionen kurz diskutiert. Im ausführlichen Bericht erfolgt eine detaillierte Diskussion der Schiefergasförderung in den USA und der konventionellen Erdgasförderung in Europa.

Erdgas in den USA

Bereits im Jahr 1970 erreichte die konventionelle Erdgasförderung in den USA ihren Höhepunkt. Die Förderung von Erdgas aus dichtem Gestein – die sehr oft nicht von der konventionellen Erdgasförderung unterschieden wird – half, den Förderrückgang in Grenzen zu halten. Im Jahr 2010 hatte die Förderung aus dichtem Gestein einen Förderanteil in den USA von etwa 30 Prozent der gesamten Gasförderung. Weitere 10 Prozent können der Förderung von Kohleflözgas zugeordnet werden. Eine regionale Analyse der Kohleflözgasförderung zeigt, dass diese in den wichtigsten Förderregionen (beispielsweise Wyoming) bereits den Höhepunkt überschritten hat. Der Schiefergasförderung wird heute oft zugetraut, dass es in der Zukunft noch einen deutlich steigenden Beitrag zeigen werde. Tatsächlich stieg der Anteil von weniger als 1 Prozent im Jahr 2000 auf etwa 30 Prozent im Jahr 2012.

Abbildung 13 zeigt die Erdgasförderung der USA zwischen 2000 und 2012. Ohne Schiefergasförderung wäre die Förderung um etwa 30 Prozent zurückgegangen. Aktuelle Daten bis November 2012 zeigen, dass die Schiefergasförderung inzwischen stagniert. Dieses Muster ist typisch für die regionale Förderung mit dem starken Förderrückgang der einzelnen Sonden. Der Förderrückgang der bestehenden Sonden erfordert den immer schnelleren Anschluss einer immer größeren Anzahl neuer Fördersonden. Sobald das nicht mehr geht, da die ergiebigen Förderungen seltener werden und neue Sonden schwieriger zu erschließen sind – auch weil zunehmend die Umweltansprüche der nächsten Bewohner damit in Konkurrenz treten und die spezifischen Kosten steigen – geht die aggregierte Förderung sofort in den Förderrückgang. Dieses Muster ist sehr ähnlich der Förderung von leichtem „tight oil“, wie es bereits in Abbildung 4 diskutiert worden war. Der Unterschied besteht im Wesentlichen darin, dass der Förderrückgang einzelner Gasfördersonden 70 – 85 Prozent im ersten Jahr betragen kann.

Abbildung 13: Erdgasförderung in den USA –Schiefergas und konventionelles Erdgas.



In den meisten Szenario Betrachtungen wird unterstellt, dass die schnelle Förderausweitung der Schiefergasförderung seit dem Jahr 2005 sich auch auf andere bisher nicht so aggressiv erschlossene Shales in den USA oder in anderen Regionen der Welt übertragen lassen und bis weit in die Zukunft hinein noch stattfinden könne. Die damit verbundenen Probleme – hohe Kosten, Erschöpfung der günstigsten Fördergebiete, nachlassende Förderraten, Umweltbeeinträchtigungen in dichter besiedelten Gebieten, hoher Wasserverbrauch etc. – werden dabei ausgeblendet. Tatsächlich werden diese Probleme aber die Erschließungsdynamik bestimmen.

Abbildung 14 zeigt die Gasförderung in den großen Gasshales in Texas, die den größten Beitrag zur Gasförderung der USA leisten. Die regionalen Förderdaten der „Texas Railroad Commission“ zeigen, dass innerhalb von Texas der größte Förderanteil aus dem Barnett Shale kommt, das bereits im Jahr 2011 das Fördermaximum erreicht und sich jetzt im Förderrückgang befindet. Dieser Förderrückgang verstärkt den Förderrückgang der konventionellen Erdgasförderung in Texas. Im Jahr 2012 ging die Gasförderung in Texas bereits um 20 Prozent zurück. In der Grafik sind auch die Gasförderdaten für Texas gemäß der Statistik der Bundesbehörde US-EIA eingetragen. Wiewohl beide Statistiken für den Zeitraum 2000 – 2010 fast exakte übereinstimmen, weichen sie seit 2011 zunehmend voneinander ab: Während die regionale TRRC-Statistik bereits einen deutlichen Förderrückgang zeigt, suggerieren die Daten der US-EIA eine noch steigende Gasförderung. Die Diskrepanz zum Jahresende 2012 betrug 25 – 30 Prozent. Da in der regionalen Statistik die Gasförderung detailliert bis zur einzelnen Fördersonde nachgewiesen wird, ist sie nachvollziehbarer als die aggregierten Daten der US-EIA, die deshalb mit Vorsicht zu betrachten sind.

Abbildung 14: Details der texanischen Erdgasförderung, Diskrepanzen zwischen regionalstaatlichen und Bundesstaatlichen Förderstatistiken werden offensichtlich.

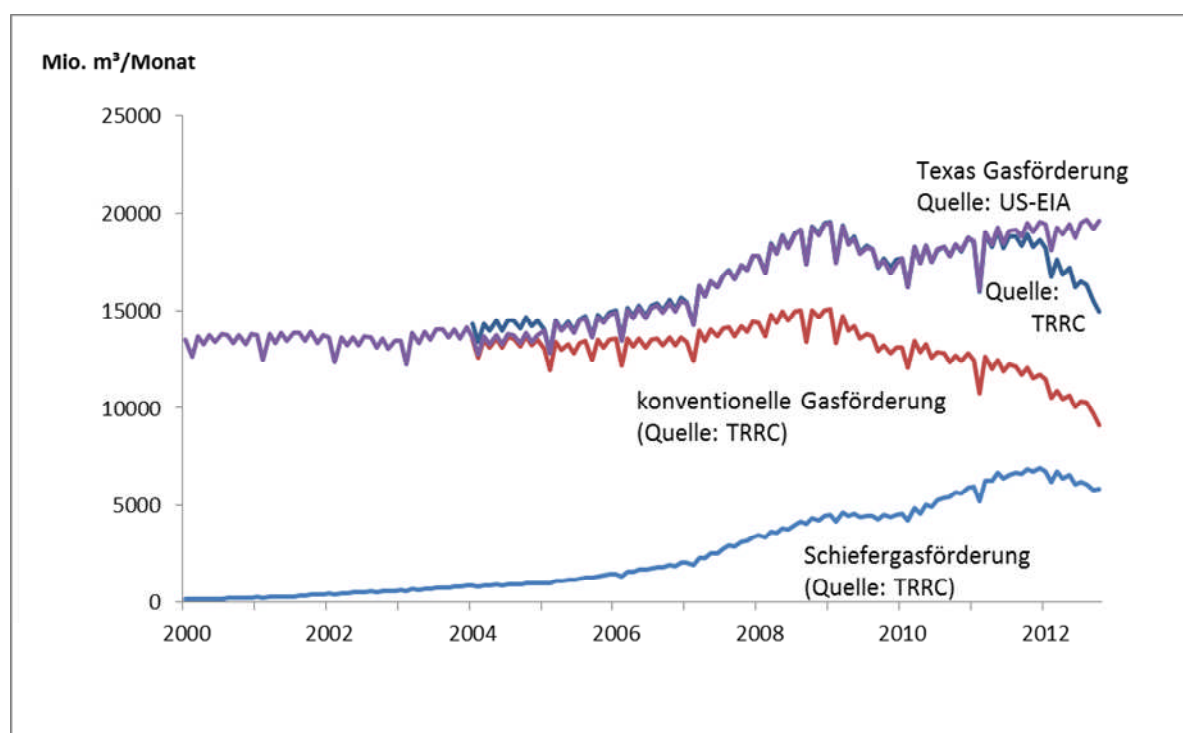
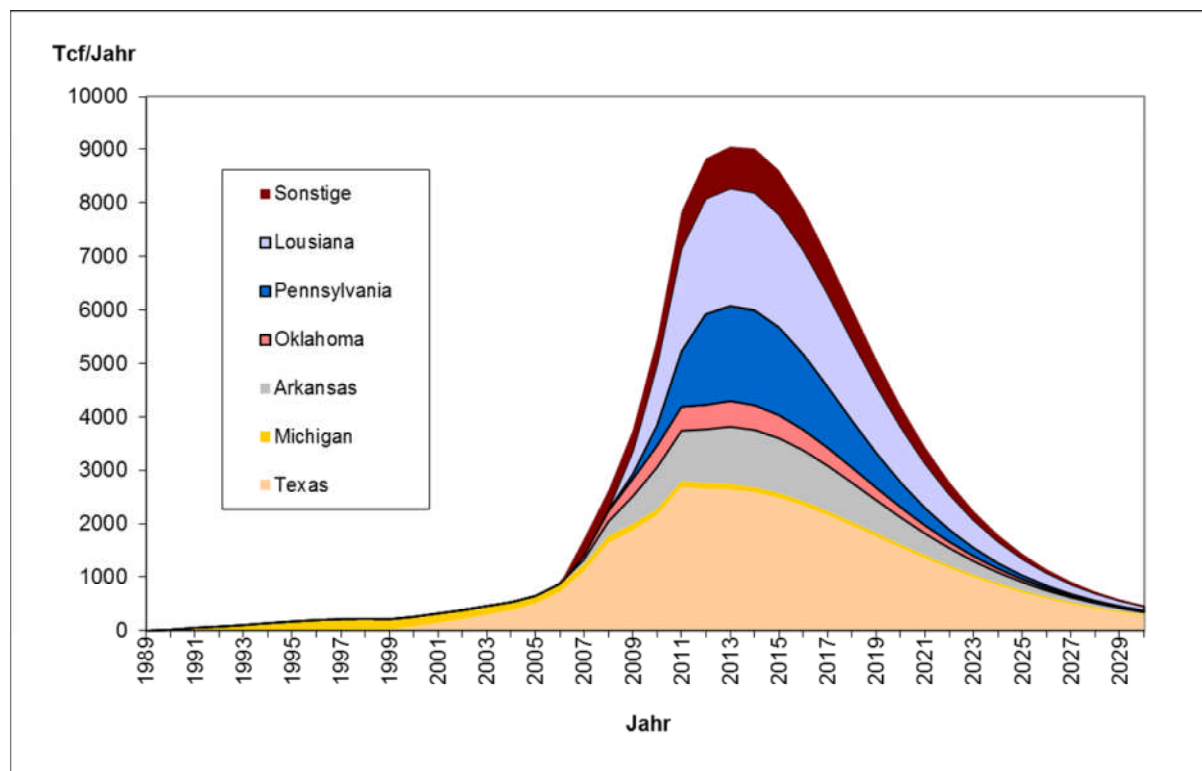


Abbildung 15 zeigt den Beitrag der einzelnen Bundesstaaten zur Schiefergasförderung. Diese Daten basieren auf den tatsächlichen Förderzahlen bis Jahresende 2012 und wurden entsprechend der Einschätzung über die künftige Erschließung neuer Fördersonden extrapoliert. Die angenommene Gasförderung bis zum Jahr 2030 übersteigt die als nachgewiesen berichteten Gasreserven deutlich, liegen aber deutlich unter den Projektionen

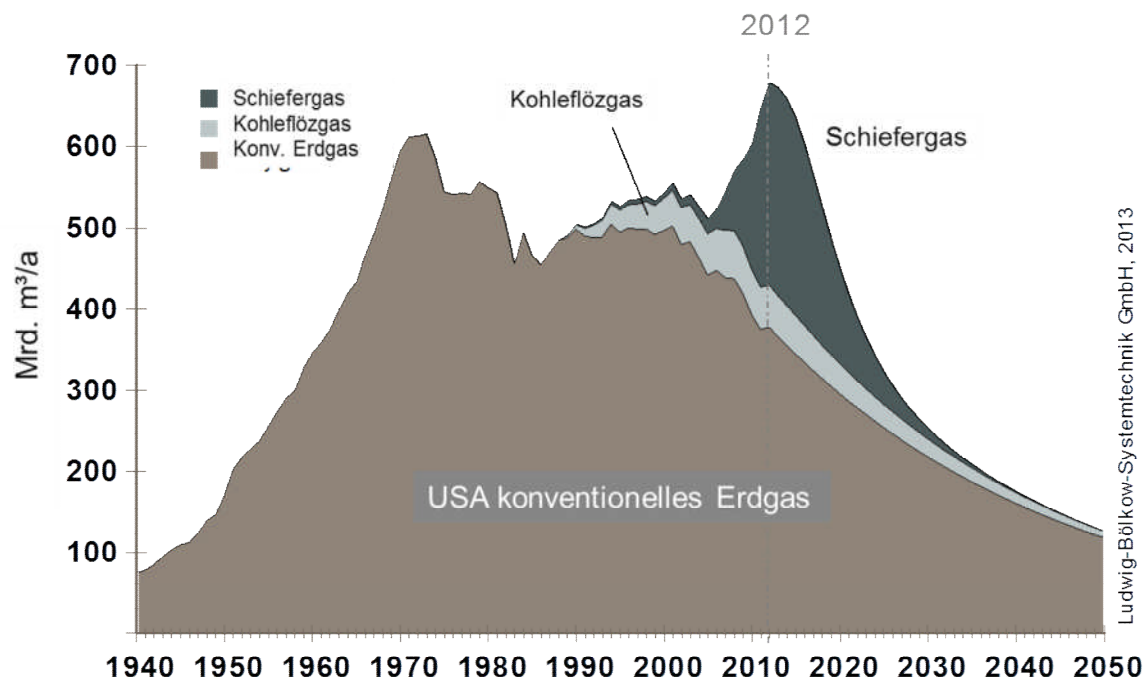
der US-EIA oder IEA. Wir erwarten, dass das Schiefergasfördermaximum in den USA kurz bevorsteht. Gründe hierfür sind die steigenden Entwicklungskosten, zu niedrige Erdgaspreise in den USA, die unter den Förderkosten liegen und neue Aktivitäten einschränken, steigende Umwelteinflüsse und Konflikte mit betroffenen Anwohnern und eine geringere Gasergiebigkeit der neuen Fördersonden. Wir erwarten, dass die Schiefergasförderung in den USA um das Jahr 2015 das Maximum erreichen und danach zurückgehen wird.

Abbildung 15: Historische und künftige Schiefergasförderung gemäß dieser Studie.



Der ab 2015 zu erwartende Förderrückgang der Schiefergasförderung wird den Förderrückgang der konventionellen Erdgasförderung verstärken. Dies wird zu einem sehr schnellen Rückgang der Gasförderung bis 2030 führen, wie er in Abbildung 16 gezeigt ist. Die Kohleflöz Gasförderung ist zu gering, um hier einen großen Einfluss auszuüben. Es ist unerheblich, ob der Förderrückgang ein oder zwei Jahre früher oder später einsetzen wird – das durch die fehlende konventionelle Förderung ausgelöste Defizit ist so groß, dass die dann rückläufige Schiefergasförderung zu einem Zusammenbruch der Gasversorgung in den USA führen kann, wenn dies nicht rechtzeitig durch neue Importkapazitäten ausgeglichen wird.

Abbildung 16: Historische Gasförderung in den USA und Szenarioberechnungen bis 2050 mit Berücksichtigung von Schiefergas, Kohleflözgas und konventioneller Gasförderung.

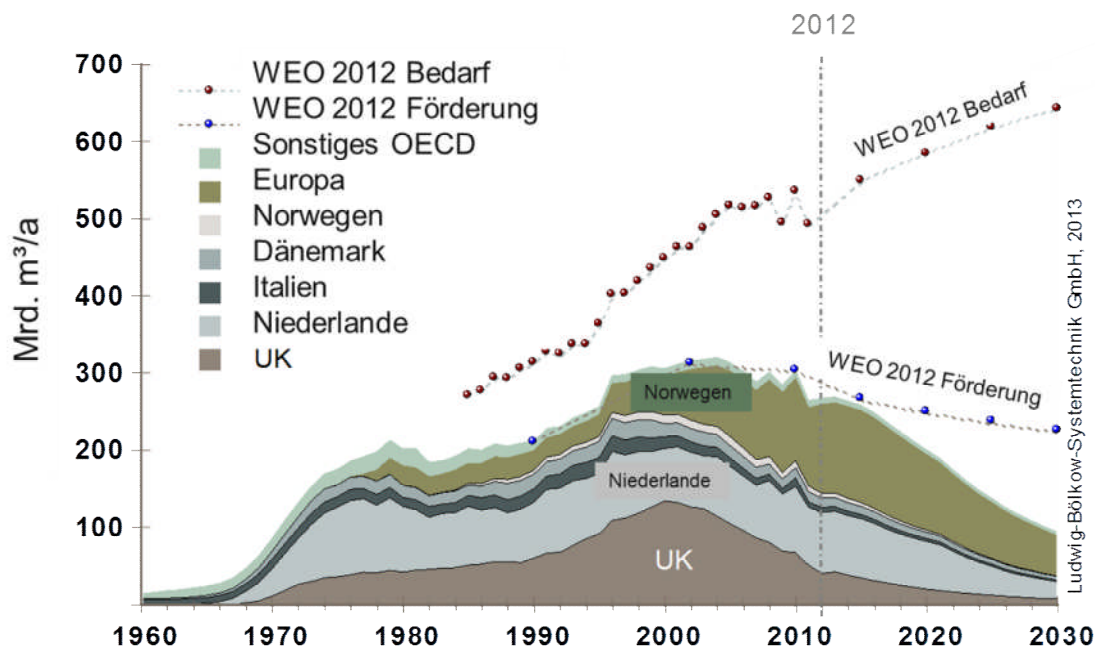


Angesichts dieses drohenden Gasversorgungsproblems kann die übertriebene Fokussierung auf spekulative künftige heimische Gasförderung aus immer teureren Gasförderern eher als der Furcht vor diesem Problem geschuldete verzweifelte Übertreibung interpretiert werden denn als den Realitäten nahekommend.

Erdgas in Europa

Außer Norwegen haben alle großen Gasförderregionen in Europa das Fördermaximum bereits überschritten. Die norwegische Förderung wird vermutlich um das Jahr 2015 das Fördermaximum überschreiten. Bis zum Jahr 2030 wird die europäische Gasförderung deutlich zurückgegangen sein. Das ist Konsens aller Marktbeobachter einschließlich der IEA und der im Dachverband „Eurogas“ zusammengeschlossenen europäischen Gasversorger. Strittig ist nur die genaue Größe des Förderrückgangs. Abbildung 17 zeigt die Projektionen dieser Studie. Die europäische Gasförderung wird demnach bis 2030 um 75 – 80 Prozent zurückgehen. Die gestrichelten Kurven zeigen die Erwartung der IEA an einerseits die europäische Gasförderung (blau gestrichelt) und andererseits den Gasverbrauch in OECD Europa (grau gestrichelt). Um den von der IEA erwarteten Verbrauch zu ermöglichen, müssten die Importmengen bis 2030 mindestens um 300 Milliarden m³/a oder mehr zunehmen. Das erscheint für den kurzen Zeitraum von 17 Jahren fast unvorstellbar.

Abbildung 17: Erdgasförderung in OECD Europa; Importe und prognostizierter Bedarf bis 2030.

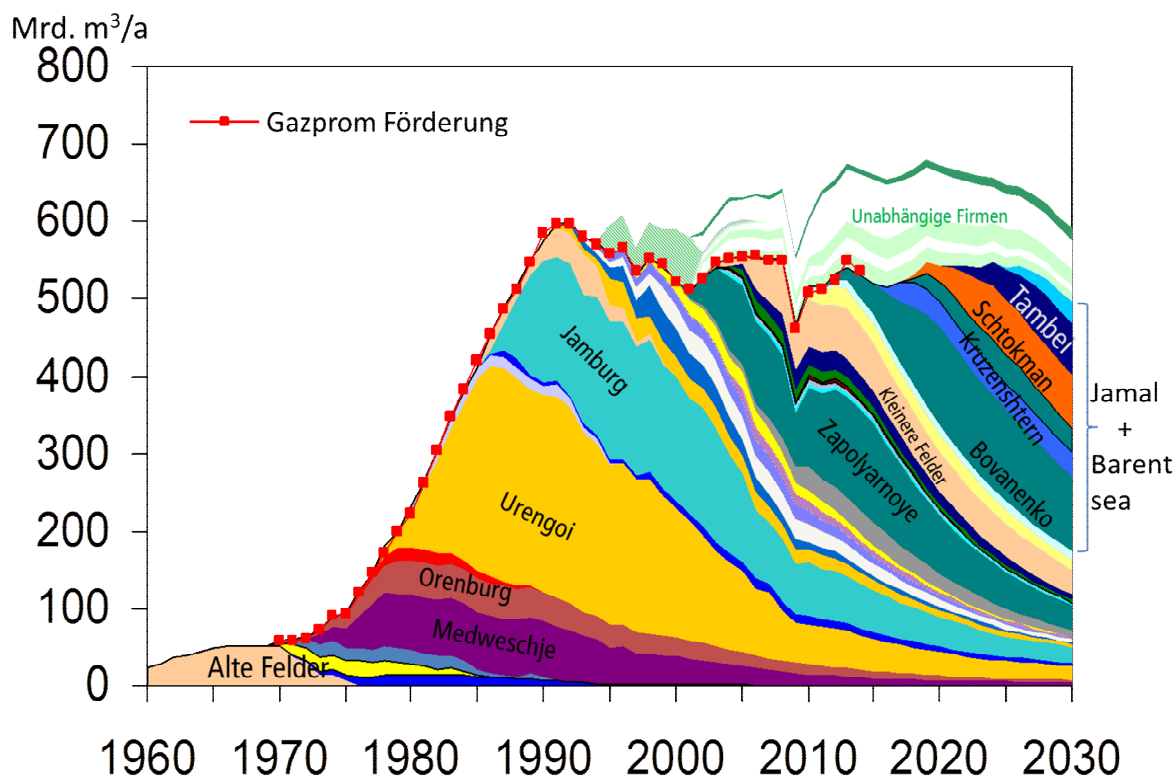


Erdgas in Russland

Die Erdgasförderung erreichte in Russland bereits 1989 einen Höhepunkt, als die Förderung der drei größten Felder Urengoi, Medwescheje und Jamburg mit einem Förderanteil von über 90 Prozent in den Förderrückgang gingen. Zwischenzeitlich wurde der Förderrückgang gestoppt und durch die kostspielige Erschließung neuer bereits lange bekannter Felder in Sibirien kompensiert. Das wurde vor allem in der letzten Dekade durch neue Investitionen und die industrielle Umstrukturierung des Gasmarktes in Russland möglich. Doch diese neuen Erschließungen sind teuer und liegen in geographisch schwieriger erreichbaren Regionen. Daneben hält der Förderrückgang der alten Felder an. Trotz großer Gasreserven befindet sich Russland in einem Wettlauf: Die Gasförderung kann nur noch erhöht werden, wenn der Förderrückgang der älteren Felder durch den stetigen Anschluss neuer Felder zeitnah ausgeglichen werden kann. Zudem steigt der Gasbedarf von Industrie und Privatpersonen in Russland. Neue Erdgaskonsumenten entstehen in Asien über angedachte und begonnene Projekte zum Export des russischen Erdgases. Man sollte nicht überrascht sein, wenn die Gasexporte nach Europa in zehn bis zwanzig Jahren geringer sind als heute.

Abbildung 18 zeigt den Förderbeitrag der einzelnen Gasfelder in Russland. Dabei wurde das Fördermuster der einzelnen Felder in die Zukunft extrapoliert. Neue Felderschließungen in der Barentsee und der Jamal-Halbinsel wurden gemäß den Plänen von Gazprom berücksichtigt. Der Förderbeitrag anderer privater oder staatlicher Firmen wurde nicht in die einzelnen Feldbeiträge zerlegt, sondern für jede Firma separat anhand der jeweiligen Gasreserven berechnet.

Abbildung 18: Gasförderung in Russland und Einzelfeldanalyse mit einem Förderszenario bis 2030



Datenquellen: Gazprom 2008, 2013; J. Stern The Future of Russian Gas and Gazprom 2005; BP 2012
Campbell, Perrodon, Laherrere: The world's gas Potential 1995; LBST Feb 2009

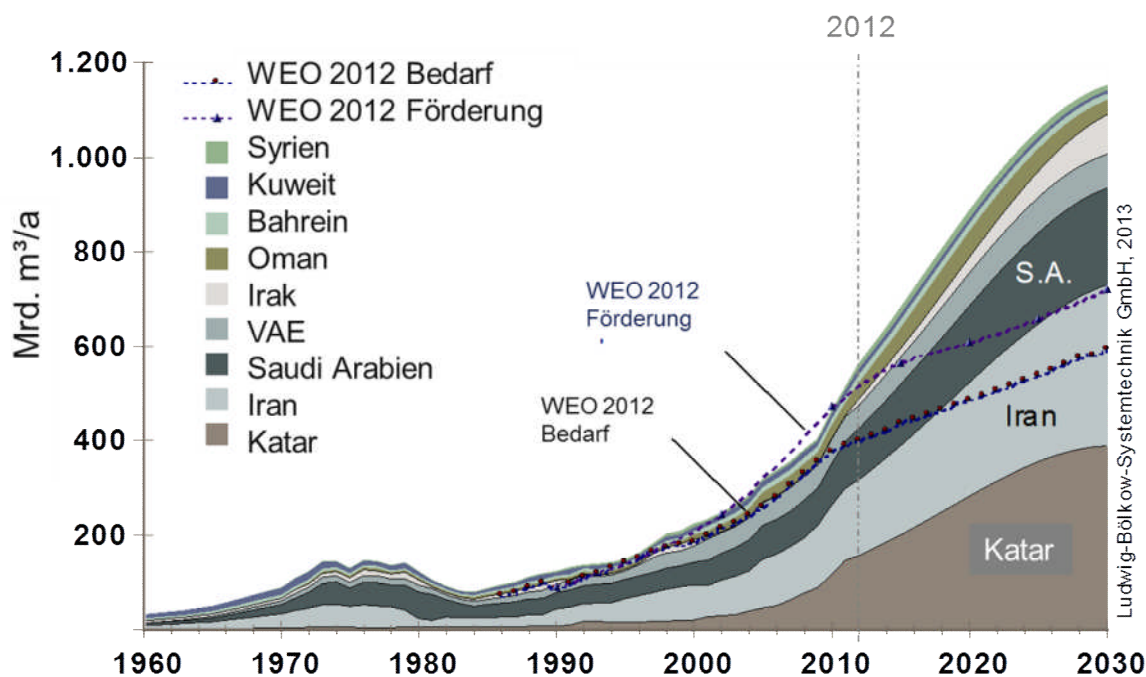
Diese Berechnungen wurden bereits vor einigen Jahren durchgeführt und an die aktuellen Förderdaten angepasst. Jüngste Verzögerungen lassen allerdings erwarten, dass das Gasfeld Shtokman in der Barentsee frühestens 2017 oder 2018 Gas liefern wird. Jede Verzögerung in der Feldentwicklung wird hier zu einer Reduktion der Gesamtförderung führen. Die Erwartungen sind, dass die Felder auf der Halbinsel Jamal zügig erschlossen werden und bis zum Jahr 2030 einen Beitrag von 310 – 360 Milliarden m³/a liefern werden. Das liegt zwar nahe an den in der Abbildung berücksichtigten 280 Milliarden m³/a, wird aber nicht ausreichen, um den Förderrückgang der alten Felder vollständig auszugleichen.

Erdgas im Mittleren Osten

Mit Abstand die größten noch unentwickelten Gasreserven liegen in Iran und Katar (siehe Abbildung 11). Deren stetige Entwicklung über die kommenden Jahrzehnte würde für eine deutliche Ausweitung der Gasförderung sorgen. Jedoch zeigt eine nähere Analyse der Gasreserven, dass diese Entwicklung keineswegs gesichert ist. Die Gasreserven beider Länder hängen vor allem an einem – dem weltgrößten – Erdgasfeld, das im arabischen Golf liegt: Der südliche Teil des Feldes in Katar heißt Nord Feld, der nördliche Teil in den Gewässern Irans Süd Pars. Die Flächenausdehnung des Feldes beträgt etwa 6000 km². Die Gasreserven wurden

kurz nach der Entdeckung des Feldes in den 1970er Jahren mit nur wenigen Explorationsbohrungen auf etwa 28000 Milliarden m³ berechnet. Als jedoch vor einigen Jahren eine Bohrung innerhalb des vermeintlichen Feldes abgeteuft wurde und kein Gas erbrachte, wuchsen Zweifel, ob die Größe des Feldes nicht deutlich überschätzt wurde. Diese Zweifel sind bis heute nicht ausgeräumt. Abbildung 19 zeigt das Gasförderszenario dieser Studie für die Staaten des Mittleren Ostens

Abbildung 19: Erdgasförderung im Mittleren Osten



Im Unterschied zu Erdöl ist Erdgas schlechter speicher- und transportierbar. In den kontinentalen Märkten sind Gasförderung und Gasverbraucher über Leitungsnetze miteinander verbunden. Darüber hinaus findet der Austausch nur sehr eingeschränkt über Schiffstransporte von verflüssigtem Erdgas statt. Insbesondere Südkorea und Japan werden vollständig mit Flüssigerdgasimporten versorgt. Weltweit ist die Importkapazität für Flüssigerdgas etwa dreimal so groß wie die Exportkapazität. Das aber bedeutet, dass der Bedarf wesentlich schneller ausgeweitet werden kann als der Export von LNG. Somit würden sich bei schnell wachsendem Bedarf sehr schnell auch die Preise erhöhen mit dann drohenden Lieferengpässen.

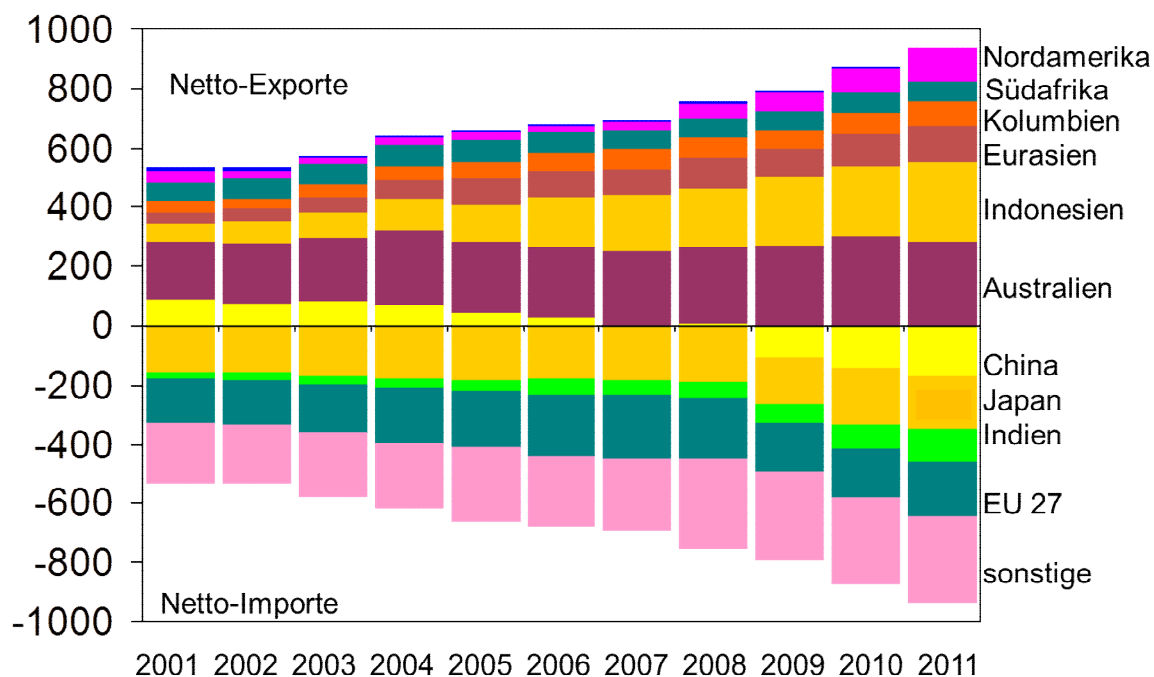
Kohle

- Kohle gilt weltweit als auf Jahrhunderte reichlich verfügbare Energieressource. Jedoch gehören die Länder mit den größten Kohlereserven auch zu den größten Kohleverbrauchsstaaten, so dass nur ein geringer Anteil von 10 Prozent in den Welthandel gelangt. Wie in Abbildung 20 dargestellt, wird der Weltmarkt nur von wenigen großen Anbietern versorgt. Dadurch sind künftige Versorgungsrisiken wahrscheinlicher als in der Öffentlichkeit erwartet wird:
- Die USA haben das Fördermaximum von Steinkohle bereits vor 25 Jahren überschritten. Danach konnte nur noch die Förderung von geringwertiger Hartbraunkohle ausgeweitet werden. Das Fördermaximum der gesamten Kohleförderung in den USA war im Jahr 2008.
- China besitzt weltweit die zweitgrößten Kohlereserven. Jedoch innerhalb der letzten zehn Jahre kippte es von einem der größten Kohleexport- zu einem der größten Kohleimportstaaten. Der jährliche Importbedarf liegt gleichauf mit Japan und beträgt weit mehr als 100 Millionen Tonnen. (Siehe Abbildung 21).
- Auch Indien zählt zu den Ländern mit noch großen Kohlereserven. Doch auch in Indien nahmen die Importe in den vergangenen Jahren deutlich zu. Ein wesentlicher Grund für die stark steigenden Importe liegt in der schlechten Qualität der heimischen Kohle, die bis zu 70 Prozent Asche enthält, so dass die energetisch bewerteten Kohlereserven wesentlich niedriger sind als die volumetrischen Mengen suggerieren.
- Etwa 10 – 15 Prozent der weltweit geförderten Kohle werden auf dem Weltmarkt interkontinental gehandelt. Das Handelsvolumen verdoppelte sich allerdings in den vergangenen zehn Jahren. Der zusätzliche Bedarf wurde vor allem durch die Ausweitung der Kohleexporte in zwei Staaten gedeckt: Australien ist der weltgrößte Exporteur von Koks-kohle für die Stahlerzeugung. Indonesien ist mit großem Abstand der größte Exporteur von Kraftwerkskohle. Insbesondere die schnelle Ausweitung der Kohleförderung in Indonesien bei gleichzeitig sehr geringem heimischem Verbrauch erlaubte die Versorgung des Exportmarktes. Doch in Indonesien ist die Ausweitung der Exporte an eine Grenze gestoßen – in den nächsten Jahren werden dort Kohleexporte stagnieren und danach zurückgehen.
- Die künftige Versorgung des Weltmarktes mit Kohle wird vor allem durch die Entwicklungen in diesen beiden Staaten geprägt sein.

Die Qualität der abgebauten Kohle sinkt stetig. Die in dieser Studie durchgeführte Förderanalyse für einzelne wichtige Kohleregionen lässt den Schluss zu, dass die weltweite Kohleförderung innerhalb der kommenden 10 – 20 Jahren das Maximum überschreiten wird (Siehe Abbildung 22).

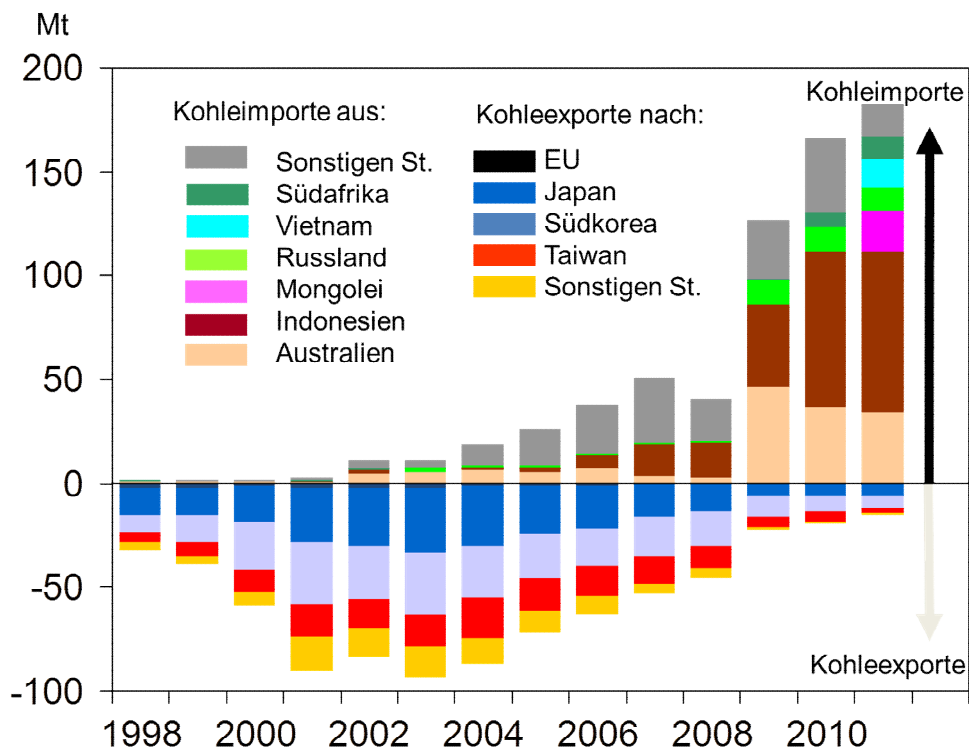
Abbildung 20: Größte Export- und Importstaaten von Kohle.

Mrd. Tonnen



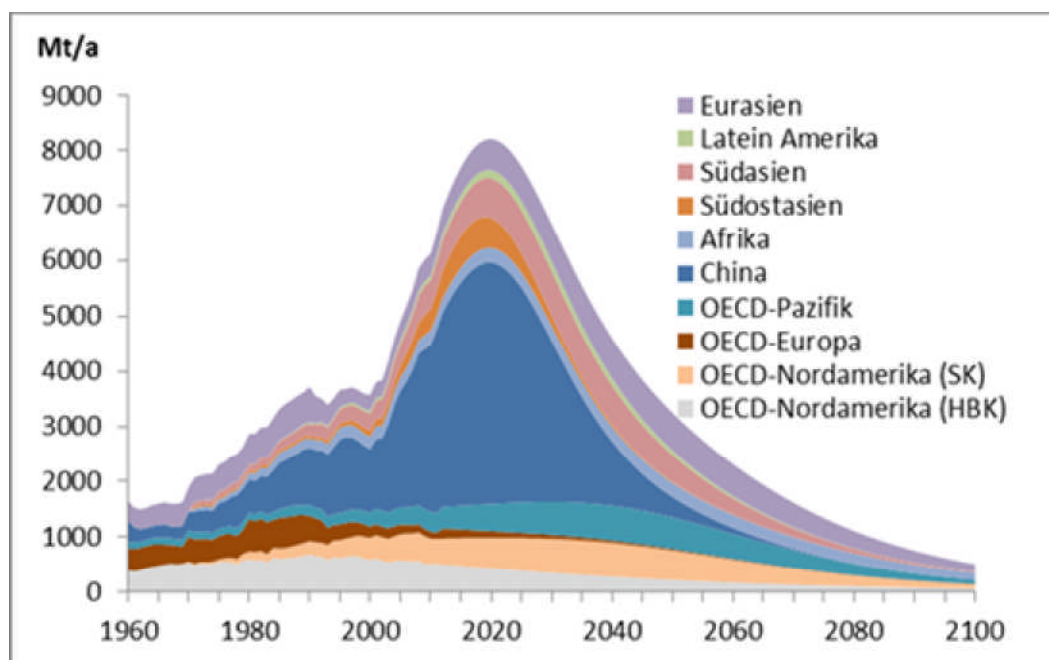
Quelle: Verband der Kohleimporteure 2012

Abbildung 21: Regionale identifizierung der Kohleimporte nach und Kohleexporte aus China.



Quelle: Verband der Kohleimporteure 2012

Abbildung 22: Weltförderszenario von Hartkohle gemäß der aktuellen Studie; Basis der Analyse sind berichtete Reserven und eine kritische Analyse der einzelnen Förderstaaten (SK = Steinkohle, HBK = Hartbraunkohle).



Uran und Kernreaktoren

Als bergmännisch abgebautem Produkt unterliegt auch der Uranabbau den Regeln und Mustern, wie sie für den Abbau endlicher Ressourcen typisch sind. Doch die Verfügbarkeit von Uran bildet nicht den einzigen begrenzenden Faktor der Entwicklung der weltweiten Kernenergienutzung. Ebenso wesentlich sind die langen Vorlaufzeiten in Planung, Bau und Betrieb von Kernreaktoren, bis hin zur Außerbetriebnahme und dem Rückbau. Diese kostspieligen und langzeitigen Entwicklungen lassen Änderungen nur sehr träge zu. Andererseits erlauben sie eine relativ genaue Projektion der Entwicklung über die kommenden 10 bis 20 Jahre. Neben der Planungszeit für die Auswahl und Genehmigung eines neuen Standortes von 5 – 10 Jahren beträgt die reine Bauzeit mindestens 4, meist jedoch 5 – 10 Jahre, so dass etwa 15 – 20 Jahre vor dem Netzanschluss der entsprechende Reaktor zumindest in der Planung bekannt ist.

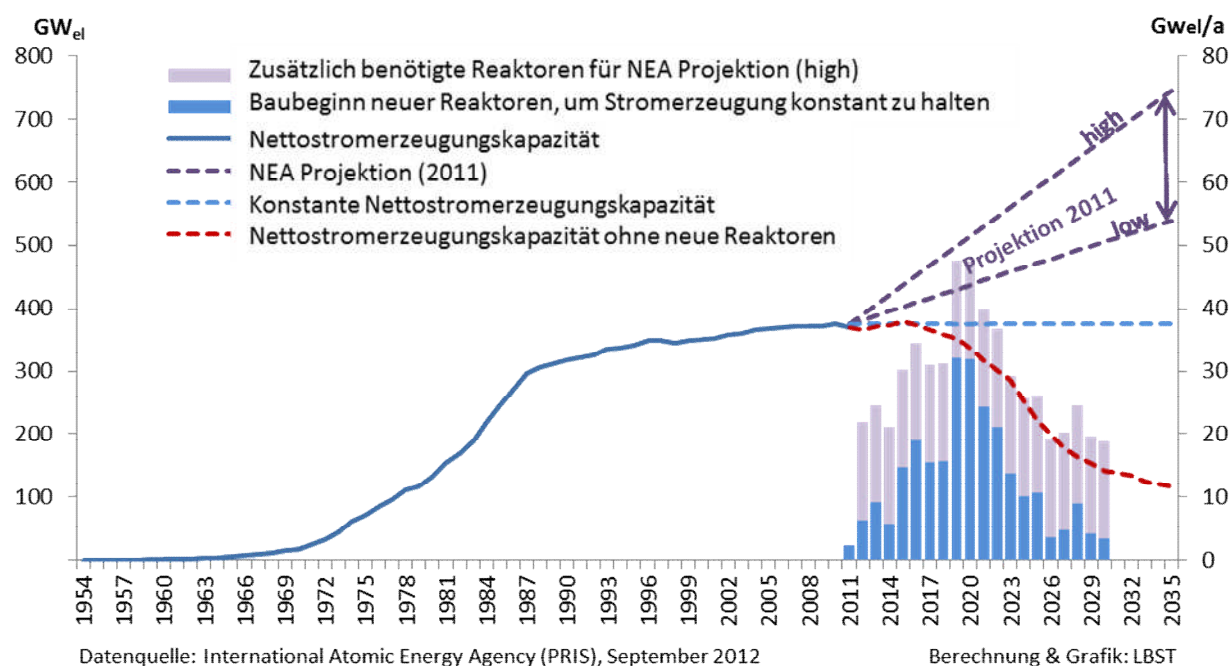
In den 1970er Jahren wurden bisher die meisten Kernreaktoren gebaut. In manchen Jahren wurden bis zu 40 neue Reaktorbauten begonnen. Nach einer typischen Bauzeit von zehn Jahren resultierte dies in einem Maximum des Zubaus an nuklearer Stromerzeugungskapazität etwa zehn Jahre später. Im Uran- und Kernenergiekapitel der vorliegenden Studie werden diese Aspekte mit entsprechenden Statistiken belegt. In der nachfolgenden Abbildung 23 zeigt sich dies im maximalen Anstieg der Reaktorkapazität im 1985. Bisher wurden etwa 150 Kernreaktoren bereits vom Netz genommen, 437 Reaktoren befinden sich im Betrieb. Im Durchschnitt hat der bestehende Reaktorpark ein Alter von 26 Jahren. Die durchschnittliche

Betriebsdauer der bereits vom Netz genommenen Reaktoren betrug 23 Jahre, auch wenn einige der Reaktoren fast 50 Jahre lang operabel waren.

Für Szenarioprojektionen wurde in dieser Studie angenommen, dass die bestehenden Kernreaktoren im Mittel nach 40 Betriebsjahren vom Netz genommen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Druckbehälter großer Neutronenstrahlung ausgesetzt ist und im Laufe des Alterungsprozesses der Reaktoren zunehmend versprödet. Damit steigt im Falle einer Schnellabschaltung mit großem Temperaturgradienten das Risiko des Berstens des Druckbehälters. Dieses Risiko stellt eine obere Grenze für die Verlängerung der Laufzeit bestehender alter Reaktoren dar.

Wenn keine neuen Kernreaktoren über die bereits im Bau befindlichen hinaus geplant würden, dann würde die weltweit verfügbare Reaktorkapazität bis zum Jahr 2030 um 70 Prozent zurückgehen (gestrichelte rote Linie in Abbildung 23). Die Grafik zeigt auch, wie viele Reaktoren jährlich zu bauen begonnen werden müssten, wenn bis zum Jahr 2030 die weltweit installierte Leistung konstant bleiben sollte. Hierbei ist eine durchschnittliche Bauzeit bis zum Netzanschluss von 5 Jahren angenommen (blaue Balken in Abbildung 23). Dies würde den jährlichen Neubau von bis zu 30 GW an Reaktorkapazität erfordern. Weitere im Mittel 7 GW/a wären notwendig, sollte die Projektion eines leichten Kernenergieausbaus bis 2030 realisiert werden, wie ihn die Internationale Atomenergiebehörde skizziert (untere lila gebrochene Linie in Abbildung 23). Schließlich müssten insgesamt jährlich bis zu 45 GW/a neu zu bauen begonnen werden, sollte das Szenario mit einem forcierten Ausbau der Kernreaktorleistung realisiert werden, wie es in der Abbildung dem Szenario „high“ entspricht.

Abbildung 23: Historische Entwicklung der weltweiten Stromerzeugungskapazität von Kernreaktoren und Szenario bis 2030

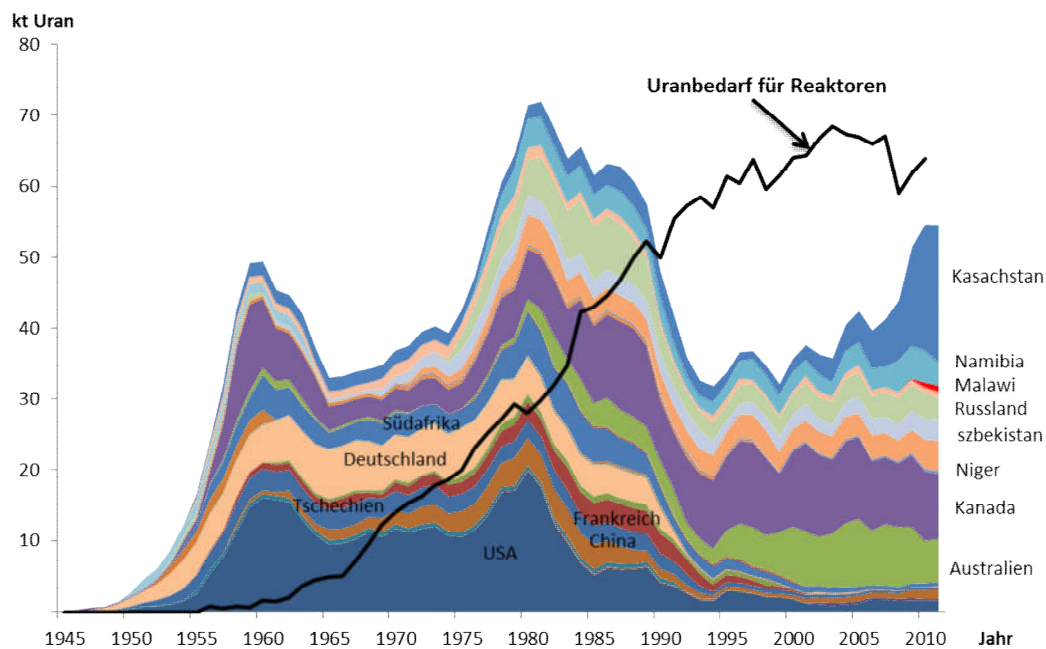


Auf dieser Analyse basierend, ist es nicht unwahrscheinlich, dass im Jahr 2030 weltweit eine geringere Kernreaktorleistung installiert sein wird als heute. Ein deutlicher Ausbau der weltweiten Reaktorleistung erweist sich als wesentlich unwahrscheinlicher, da er angesichts der langen Vorlaufzeiten sehr schnell an Investitionshürden und Lieferprobleme wesentlicher Reaktorkomponenten stoßen würde.

Doch selbst dann bliebe das Problem bestehen, dass der Uranbedarf für die Reaktoren bergmännisch abgebaut werden muss und die Reserven mit hoher Qualität knapper werden.

Abbildung 24 zeigt die Entwicklung des Uranabbaus der vergangenen 60 Jahre. Vor 40 Jahren waren die USA und Deutschland mit Abstand die wichtigsten Uranabbaustaaten. Damals wurde der Abbau vor allem durch die Rüstungspläne in der Zeit des Kalten Krieges geprägt. Deutschland war damals mit Abstand der wichtigste Uranlieferant für russische Atomwaffenpläne. Die weltweite Uranförderung übertraf den Bedarf für Kernreaktoren bei weitem. Die Förderung in Deutschland ging aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten zurück und wurde nach 1990 vollständig eingestellt. Seit dieser Zeit vergrößerten Australien und Kanada ihre Uranförderung. Etwa seit dem Jahr 2000 wäre die weltweite Förderung konstant geblieben oder sogar leicht zurückgegangen, wäre sie nicht in Kasachstan mit großer Eile ausgeweitet worden.

Etwa seit dem Jahr 1990 übersteigt der weltweite Bedarf der Kernreaktoren die Uranlieferungen aus dem Bergbau, so dass das Defizit mit Uran aus Sekundärquellen gedeckt werden musste. Dies sind vor allem Lagerbestände, zu einem kleinen Anteil in Wiederaufbereitungsanlagen abgetrenntes Uran (sog. Reprocessed Uranium) und aus alten Brennstäben abgetrenntes und mit frischem Uran in sog. MOX-Brennelementen vermisches Plutonium. Doch bei weitem der größte Anteil mit etwa 13000 Tonnen Uran pro Jahr kommt seit Ende der 1990er Jahre aus der Rüstungskonversion und dem Rückbau von mit hoch angereichertem Uran bestückten Nuklearsprengköpfen. Die Rüstungskonversion leistet den wichtigsten Beitrag zur Versorgung von Kernreaktoren mit Brennstoff jenseits des bergmännisch abgebauten Urans.

Abbildung 24: Historische Entwicklung der Uranförderung

Die Förderausweitung in Kasachstan ist heute nahe der Grenzen, da die meisten der geplanten Minenprojekte umgesetzt wurden. Zudem werden die älteren Minen in Kasachstan bald in der Ergiebigkeit nachlassen. Heut muss erwartet werden, dass die Uranförderung in Kasachstan in wenigen Jahren stagnieren und anschließend wieder zurückgehen wird. Neben Kasachstan wird vor allem die weitere Entwicklung des Uranabbaus in Australien und Kanada die weltweite Verfügbarkeit dominieren. Insbesondere die in neuen Minen in Afrika geringer werdende Urankonzentration von unter 0,02% weist auf steigenden energetischen und technischen Aufwand hin.

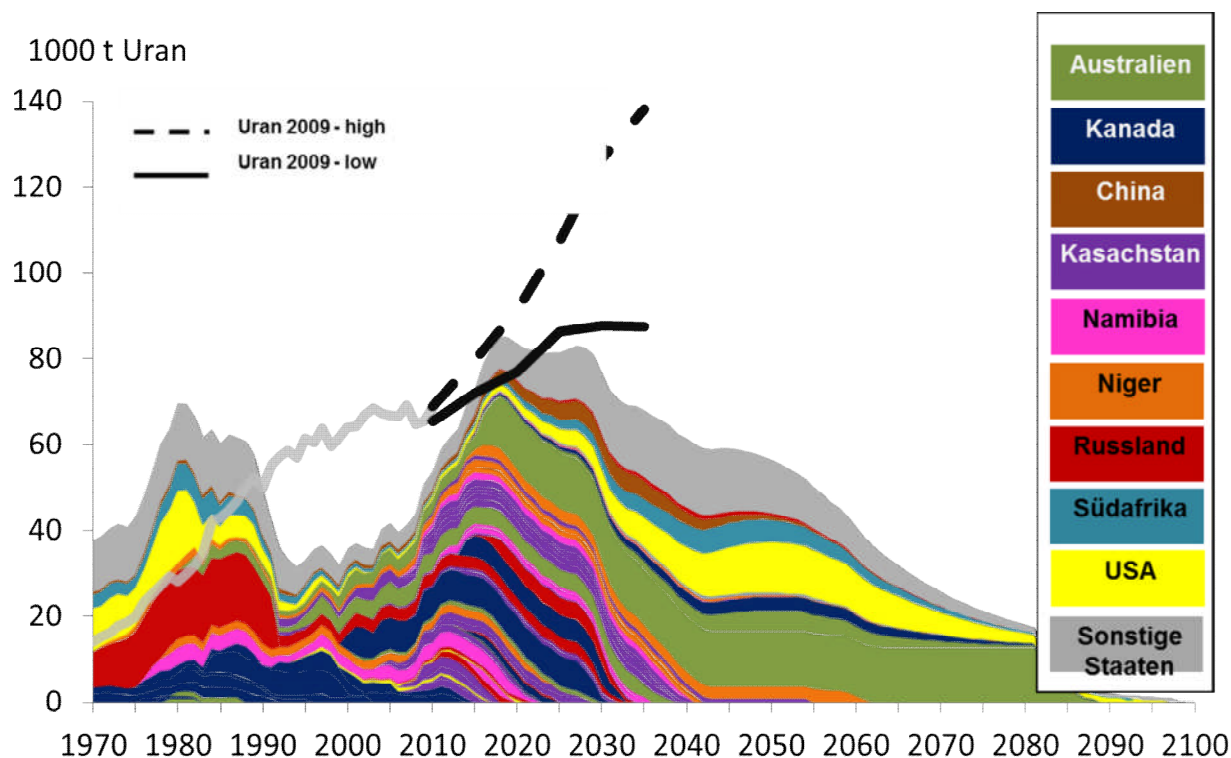
Abbildung 26 zeigt ein Uranförderszenario, das auf der Analyse des Förderprofils jeder einzelnen Uranmine unter Berücksichtigung bekannter Ausbaupläne beruht. Die Fördermengen bis 2080 umfassen die sog. „Reasonably Assured Resources“ (RAR), das sind die von der IAEA als hinreichend gesichert klassifizierten Uranressourcen. Das Szenario berücksichtigt auch eine angedachte Ausweitung der Uranförderung der weltgrößten Mine, Olympic Dam in Australien, von heute 3800 t/a auf 14000 t/a bis zum Jahr 2018. Gemäß der Ressourcenverfügbarkeit könnte diese Förderrate bis 2080 beibehalten werden. Dieses Förderszenario zeigt einen Förderpeak um das Jahr 2020 mit nachfolgendem Förderrückgang. Hierbei ist auch eine Ausweitung der Uranförderung in den USA berücksichtigt, die aus heutiger Sicht fast unvorstellbar erscheint angesichts der Schließung fast aller Minen in den USA.

Die durchgezogene schwarze Linie zeigt den Uranbedarf, um die in Abbildung 23 gezeigte Entwicklung (NEA low) mit ausreichend Uran zu versorgen. Bis zum Jahr 2025 wäre das gemäß den Berechnungen vorstellbar. Der Uranbedarf für das Ausbauszenario (high) könnte

jedoch nicht mehr mit Uran aus dem Bergbau versorgt werden, wenn nicht in großem Maße Uran aus Sekundärquellen zugegeben werden könnte. (gestrichelte Linie in Abbildung 25).

Anhand dieser Analyse scheint es fast ausgeschlossen, einen starken Ausbau von Kernreaktoren mit ausreichend Uran über die kommenden Jahrzehnte zu versorgen. Aber selbst wenn das gelänge, wäre in diesem aggressiven Ausbauszenario der Beitrag der Kernenergie im Jahr 2030 bei etwa 1500 TWh_{el}/a. Dies entspräche heute einem Anteil von weit weniger als 10 Prozent der weltweiten Stromerzeugung.

Abbildung 25: Uranförderung basierend auf einer Analyse der einzelnen Uranminen.

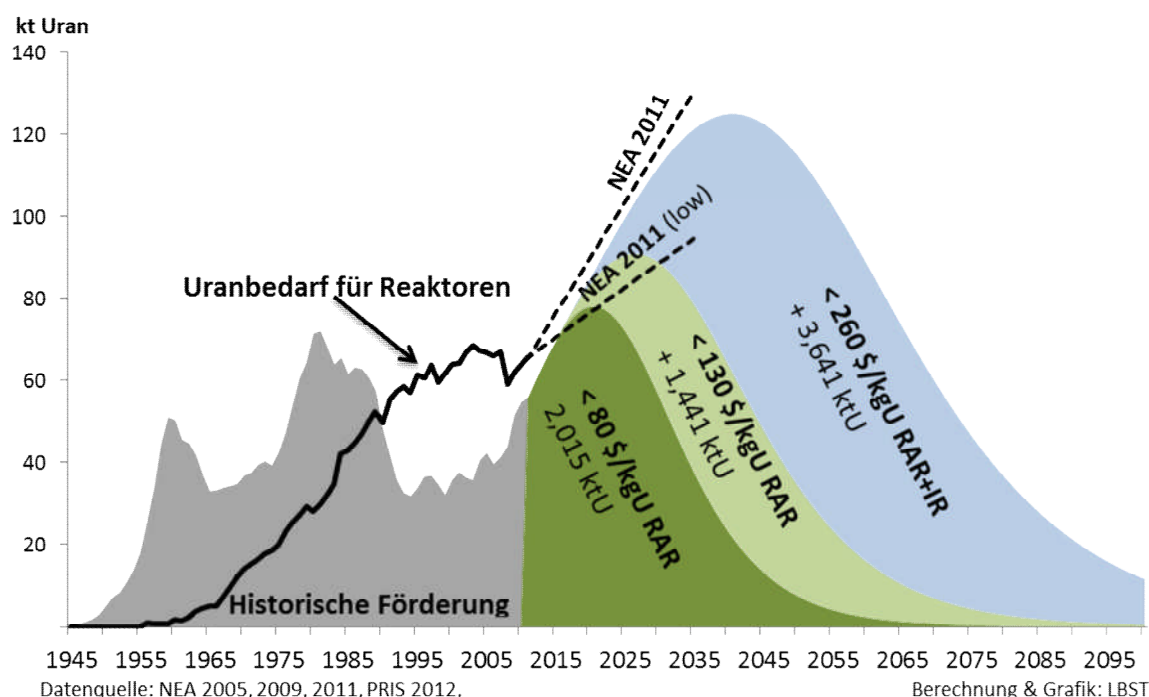


Ergänzend zur detaillierten Analyse der einzelnen Uranminen sind in Abbildung 26 vereinfachte Szenarien skizziert. Diese versuchen eine Abschätzung, wie lange Kernreaktoren mit ausreichend Uran versorgt werden könnten, falls alle als hinreichend gesichert klassifizierten Uranressourcen ungeachtet der Förderprofile der einzelnen Minen erschlossen würden. Dabei wurden drei Ressourcenkategorien berücksichtigt: RAR zu Förderkosten < 80 USD/kg (diese werden in der Regel mit nachgewiesenen Reserven identifiziert), RAR < 130 USD/kg, und der weichsten Ressourcenkategorie, RAR und IR < 260 USD/kg. Mit IR werden sog. Identified Resources bezeichnet, das sind die Uranressourcen, von denen keineswegs gesichert ist, dass diese jemals in förderbare Uranmengen überführt werden. Im Unterschied zu den Szenario-Projektionen in Abbildung 25 wurde ein Förderprofil nicht für jede einzelne Mine, sondern pauschal für alle Ressourcen anhand eines weltweiten Glockenprofils erstellt. Dennoch bleibt die Aussage bestehen, dass die hinreichend gesichert klassifizierten

Uranressourcen nicht ausreichen, um einen Ausbau des weltweiten Reaktorparcs für mehrere Jahrzehnte mit Uran zu versorgen.

Es muss jedoch betont werden, dass diese Szenarien sehr pauschal und unrealistisch dahingehend sind, dass sie regionale Engpässe, Ausbaupkapazitäten, Investitionen und Energieaufwendungen ignorieren. Bereits heute wird der Ausbau von Uranminen, aber auch von neuen Kernreaktoren deutlich gegenüber den Planungen verzögert. Technische, Finanzielle und politische Probleme bilden die wesentlichen Ursachen dieser Verzögerungen.

Abbildung 26: Vereinfachte Förderszenarien in Abhängigkeit von den verfügbaren Uranreserven.



Zusammenfassung

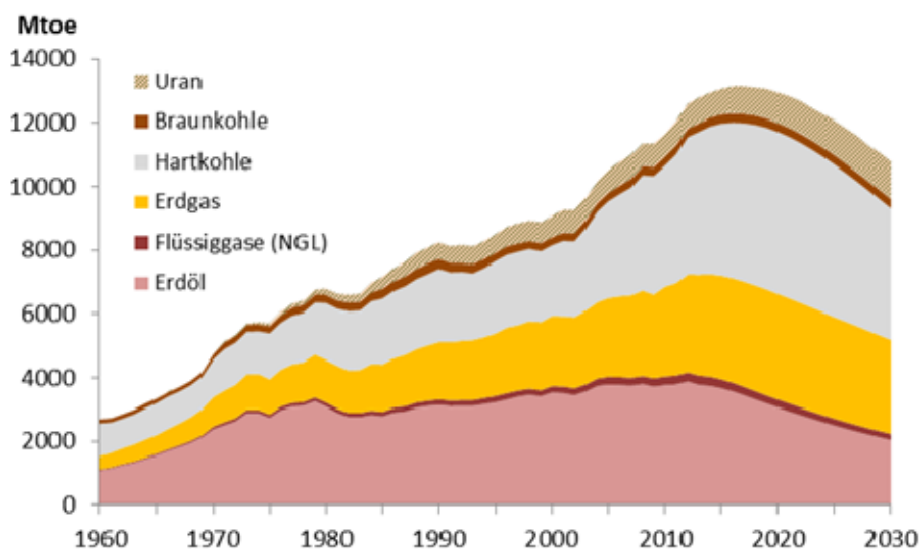
Abbildung 27 zeigt die Bereitstellung aller in diesem Bericht analysierten Energieträger Erdöl, Erdgas, Kohle und Uran. Der besseren Vergleichbarkeit wurden die volumetrischen und metrischen Angaben in Energieeinheiten umgerechnet. Dabei wurden folgende Umrechnungsfaktoren zugrunde gelegt:

- 1 Mtoe = 7.1 Millionen Barrels Rohöl und Kondensate
- 1 Mtoe = 10 Millionen Barrels Natural Gas Liquids (NGL)
- 1 Mtoe = 1.16 Milliarden m³ Erdgas
- 1 Mtoe = 1.5 Millionen Tonnen Hartkohle (Hartbraunkohle wurde mit 1.8 Mt/Mtoe berücksichtigt)
- 1 Mtoe = 3 Millionen Tonnen Weichbraunkohle

- 1 Mtoe = 58 t Uran

Auch wenn das Fördermaximum von Erdgas und Kohle eher um 2020 erwartet wird, so wird das kombinierte Fördermaximum aller fossilen Energieträger bereits um 2015 erwartet. Weder steigender Kohleverbrauch noch steigende Gasförderung werden vermutlich das Defizit ausgleichen können, das entsteht, wenn die weltweite Erdölförderung in den deutlichen Förderrückgang gehen wird. In dieser Studie wird die Möglichkeit gezeigt, dass dies bereits 2013 der Fall sein könnte. Doch selbst, wenn sich der Beginn der weltweiten Rückgangs der Ölförderung um ein oder zwei Jahre verzögern würde, so würde das nichts an den wesentlichen Aussagen dieser Studie verändern. Die Stromerzeugung durch Kernreaktoren ist vom Volumen her viel zu gering, um auf diese globalen Entwicklungen einen großen Einfluss auszuüben.

Abbildung 27: Weltweite Förderung von Erdöl, NGL, Erdgas, Hartkohle, Braunkohle und Uran



Ein wesentliches Merkmal des Goldrausches vor 150 Jahren war, dass wahre Erfolgsgeschichten mit vielen Gerüchten und Übertreibungen überlagert wurden. Dadurch wurde eine Atmosphäre erzeugt, in der rationales und überlegendes Denken in der Öffentlichkeit kaum wahrgenommen wurde. In den meisten Fällen wurden diese Gerüchte nicht von den erfolgreichen Goldsuchern gestreut (diese behielten ihren Erfolg meist für sich), sondern von Ausrüstungshändlern und anderen Geschäftsleuten im Umfeld, deren Geschäftserfolg unabhängig vom Erfolg der Goldsucher eben durch deren Bedürfnisse gesteuert wurde.

Weder der “Hype” über große Ölreserven im Kaspischen Raum im Jahr 2000 (“...die Reserven könnten den Kaspischen Raum zur weltgrößten Förderregion noch vor Saudi Arabien emporsteigen lassen”), noch die Ölvorkommen in der Tiefsee im Golf von Mexiko

oder westlich von Angola, noch der Bitumenabbau in Alberta (wie noch 2003 in der Titelstory der ExxonMobil-Publikation „Öldorado“ suggeriert) oder der Schiefergasrausch der letzten Jahre in den USA können die Tatsache wegwischen, dass die Ära der billig und reichlich verfügbaren Energierohstoffe zu Ende geht. All diese immer wieder neu angeführten „Hoffnungsträger“ hinterlassen mehr Probleme als dass sie zur Lösung beitragen könnten.

Das Ende des fossilen Zeitalters beinhaltet aber auch eine gute Nachricht, da uns im Wesentlichen durch den Abbrand fossiler Energieträger menschgemachte Klimaerwärmung ohnehin zwingt, möglichst schnell den Verbrauch fossiler Energieträger einzuschränken. Daher sollten wir diese Begrenzungen offen diskutieren und zu einer ernsthaften Suche nach einer langfristig tragbaren Lösung nutzen. Je länger wir uns dieser nach vornegewandten Suche nach Lösungen verschließen und versuchen, die bestehenden fossilen Energieversorgungsstrukturen noch möglichst lange trotz steigenden Aufwands beizubehalten, desto größer wird das Risiko, dass Versorgungsengpässe, Energiepreisverteuerungen und dadurch ausgelöste schwere wirtschaftliche Verwerfungen die Stabilität von Wirtschaft, Gesellschaft und Politik gefährden.

Danksagung:

Die Autoren danken Jörg Schindler für viele Diskussionen und eine kritische Durchsicht des Manuskriptes mit vielen hilfreichen Kommentaren.

LITERATUR

AEO 2013 American Energy Outlook 2013, siehe <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/index.cfm>

BP World Energy Outlook 2013, siehe www.bp.com

EWG 2006 Uranium resources and nuclear energy, Background paper prepared by the Energy Watch Group, EWG-Series No 1/2006, December 2006, siehe http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Report_Uranium_3-12-2006ms.pdf

EWG 2007 Coal Resources and Future Production, Background paper prepared by the Energy Watch Group, EWG-Series, No 1/2007, March 2007, siehe http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Report_Coal_10-07-2007ms.pdf

EWG 2008 Crude Oil – the Supply Outlook, Revised Edition February 2008, siehe http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2008-02_EWG_Oil_Report_updated.pdf

NEA 2011, Nuclear Energy Agency, “The Red Book”, Uranium Resources 2011

WEO 2012 World Energy Outlook 2012, Internationale Energie Agentur, Paris, November 2012