



Öl. Report 2016

GREENPEACE

www.greenpeace.de

Impressum

Öl. Report 2016

Stand Dezember 2015

Herausgeber

Greenpeace e. V.
Hongkongstraße 10
20457 Hamburg
Tel. 040 306 18-0

Politische Vertretung Berlin

Marienstraße 19 – 20
10117 Berlin

mail@greenpeace.de
www.greenpeace.de

V.i.S.d.P.

Jörg Feddern

Autoren

Dr. Steffen Bukold
EnergyComment
www.energycomment.de
bukold@energycomment.de
Tel. 040 20 911 848



Jörg Feddern
Greenpeace e.V.
joerg.feddern@greenpeace.de
Tel. 040 30618 335

Redaktion

Jörg Siepmann

Fotos

Titel © Keri Coles / © Mikhail
Pyzhov, beide Greenpeace

Illustrationen

S.10, S.15, S.23, S.36, S.42,
S.53: Alexandra Matthes

Inhaltsverzeichnis

1. Öl - Ein Überblick	4
1.1 Was ist Erdöl? Wie wird es hergestellt?	4
1.2 Tausend Fass pro Sekunde - Der Öldurst der Welt	5
2. Die Ölnachfrage	7
2.1 Ölverbrauch nach Sektoren	7
2.2 Die größten Ölverbraucher	8
2.3 Deutschland: Ölverbrauch und Ölimporte	10
2.4 Wie geht es weiter? Prognosen zum Ölverbrauch	13
2.5 Verkehr mit fossilen Verbrennungsmotoren: In der Sackgasse	15
2.6 Verkehr in Deutschland	19
3. Das Ölangebot	23
3.1 Die größten Ölproduzenten	23
3.2 Die größten Ölexporteur	23
3.3 Ölressourcen und Ölreserven - wieviel Öl gibt es noch?	24
3.4 Shale Oil und Fracking	27
4. Ölstaaten und Ölkonzerne	29
4.1 Ölpreise	29
4.2 Der Ölkuchen: 2.000-3.000 Mrd. Dollar pro Jahr	30
4.3 Petrodollars: OPEC und Russland	31
4.4 Die westlichen Ölkonzerne (<i>Supermajors</i>)	31
4.5 Auch die Kosten steigen	34
5. Öl: Die Folgen für Umwelt und Klima	36
5.1 Öl und Treibhausgase	36
5.2 Going Dirty - Problematische Branchentrends	37
5.3 Umwelt- und Klimabelastungen im „Normalbetrieb“	38
5.4 Auswahl großer Ölunfälle weltweit	43
5.5 Tanker, Pipelines und chronische Ölverschmutzung	49
5.6 Deepwater Horizon und die fehlenden Konsequenzen	57
5.7 Nordsee - eine Industrieregion mit steigenden Risiken	58
5.8 Arktis: „There will be spills“	69
5.9 Das Niger-Delta - eine Skandalchronik	78
5.10 Ölsand und geacktes Schieferöl	85
6. Die Zukunft des Öls	91
6.1 Der Ölpreiskollaps: Fossil Fuels Forever?	91
6.2 Notwendig: Eine „Energy Revolution“ im Ölverbrauch	94
Abkürzungen	95

1. Öl – Ein Überblick

Erdöl bestimmt unser Leben: Ohne diesen Stoff ständen die Räder sowohl wörtlich als auch im übertragenen Sinne still. Wegen Öl werden Kriege geführt, Menschenrechte missachtet und demokratische Prinzipien außer Kraft gesetzt. Wegen Öl werden Landschaften zu Ödnissen degradiert und Meeresökosysteme auf Jahrzehnte hinaus zerstört. Und Öl zerstört unser Klima, die Folgen sind inzwischen unübersehbar. Ein Ende unserer Abhängigkeit von Öl ist nicht in Sicht. Weder ist ein politischer Wille zu erkennen, noch scheint es, dass die Ölreserven in absehbarer Zeit zu Ende gehen – wie Ende des letzten Jahrhunderts noch prognostiziert.

Wir müssen wesentlich mehr als bislang tun, um uns von dieser verhängnisvollen Abhängigkeit zu lösen. Lösungsansätze und Alternativen liegen vor, nur sind wir gezwungen, sie konsequenter zu verfolgen und umzusetzen. Die Ölkonzerne werden nicht freiwillig auf die sprudelnde Einnahmequelle Öl verzichten. Was nötig ist, ist politischer Wille gepaart mit Entscheidungen, die den Weg frei machen für die Erneuerbaren Energien zum Schutz für Natur, Umwelt und Klima.

Dieser Report gibt einen Überblick über den Rohstoff Öl in allen seinen Facetten. Aufgrund der Komplexität des Themas kann dies nur beispielhaft geschehen und erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit.

1.1 Was ist Erdöl? Wie wird es hergestellt?

Erdöl ist über einen Zeitraum von Jahrmillionen aus abgestorbener Biomasse, vor allem Algen, entstanden. Die Sedimente in den Meeren, Seen oder Flüssen sanken im Laufe der Zeit in tiefe Gesteinsschichten, wo sie die passenden Druck- und Temperaturbedingungen für die chemische Konversion vorfanden.

Erdöl ist eine komplexe Substanz, die aus Hunderten verschiedener chemischer Verbindungen besteht. Hauptbestandteile sind Kohlenwasserstoffe, aber auch Schwefel oder Stickstoff. In Spuren kommen auch verschiedene Metalle vor.

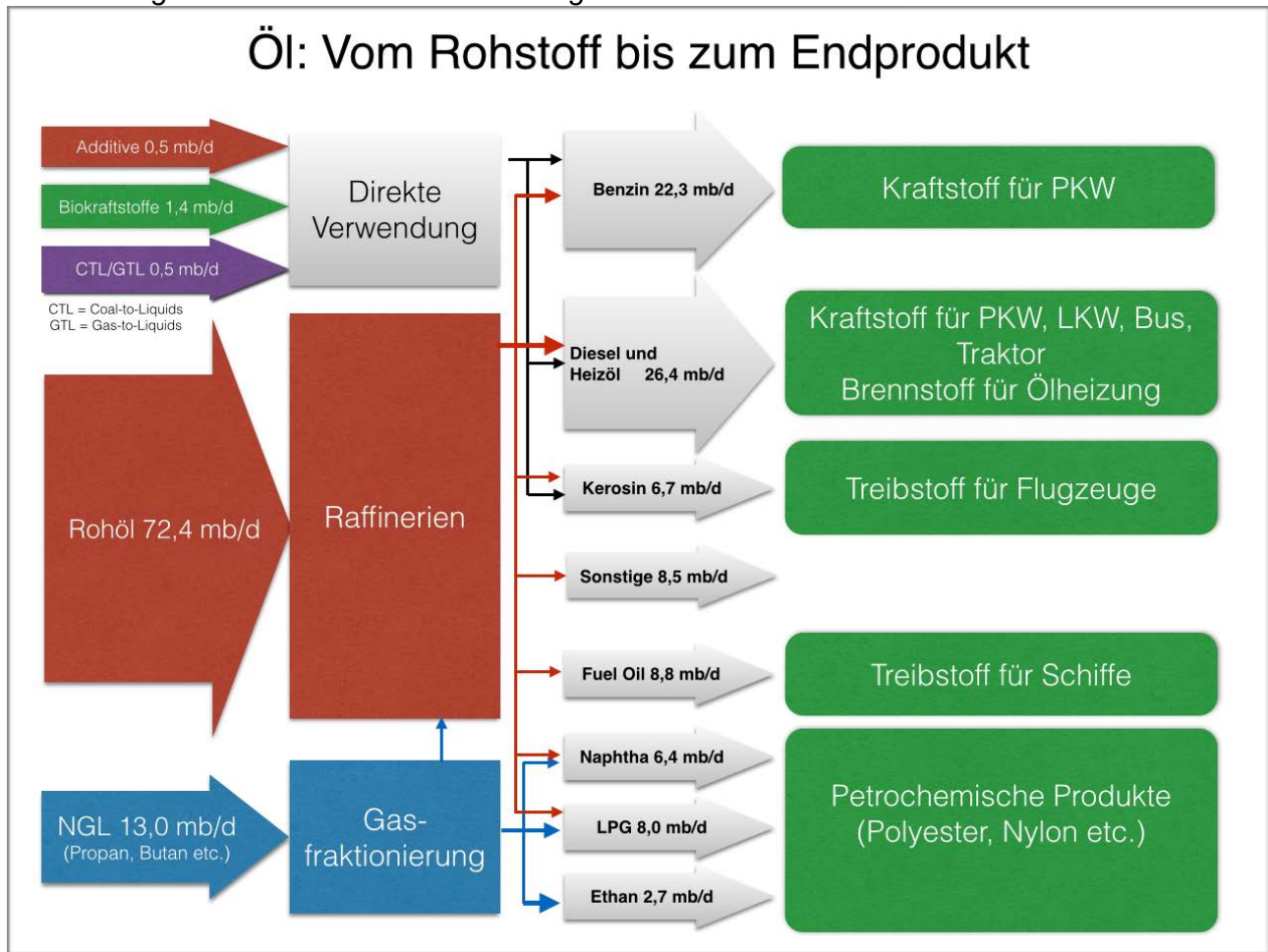
Diese Kohlenwasserstoffe lassen sich in drei Hauptgruppen einteilen: Alkane, Zykloalkane und Aromaten. Sie sind in der Regel für Mensch und Tier unverdaulich, oft unverträglich und in vielen Fällen giftig. Vor allem die aromatischen Verbindungen sind für Lebewesen teilweise hochgiftig und krebserregend.

Unser Öl stammt ganz überwiegend aus „normalen“ (konventionellen) Ölfeldern, die Rohöl oder sog. Natural Gas Liquids (NGL) wie Propan oder Butan enthalten. Ein kleiner, aber wachsender Anteil wird aus Schweröl (Ölsand, Extra-heavy Oil, Bitumen) oder aus sehr dichtem Gestein durch Fracking gewonnen (Light Tight Oil, Schieferöl). Der Rest besteht aus Biokraftstoffen wie Bioethanol, Biodiesel oder Pflanzenöl.

Im nächsten Schritt passen die Ö Raffinerien mit ihren Destillations- und Konversionsanlagen das Angebot an Rohöl an die Nachfrage nach Ölprodukten an. Das Erdöl wird in den Raffinerien gereinigt und weiterverarbeitet. Mit hohem Energieaufwand werden die Kohlenwasserstoffmoleküle aufgebrochen, geordnet (fraktioniert) oder neu zusammengesetzt. Dadurch entstehen Ölprodukte, die in einer unübersehbaren Vielfalt von Alltagsprodukten wie Diesel, Benzin, Heizöl, Kunststoffen, Farbstoffen, Waschmitteln, Pharmazeutika etc. Verwendung finden. Gasmischungen aus schweren Gasen wie Propan, Butan etc. (Natural Gas Liquids) werden aus Öl- oder Erdgasfeldern gewonnen und ebenfalls zerlegt und gereinigt, um dann insbesondere in der petrochemischen Industrie eingesetzt zu werden.

Das folgende Schaubild zeigt die Palette von Ölprodukten, die insbesondere für die verschiedenen Verkehrsträger (PKW, LKW, Schiff, Flugzeug) und für die Petrochemie bereitgestellt werden.

Abb.1 Ölangebot - Herkunft und Verwendung



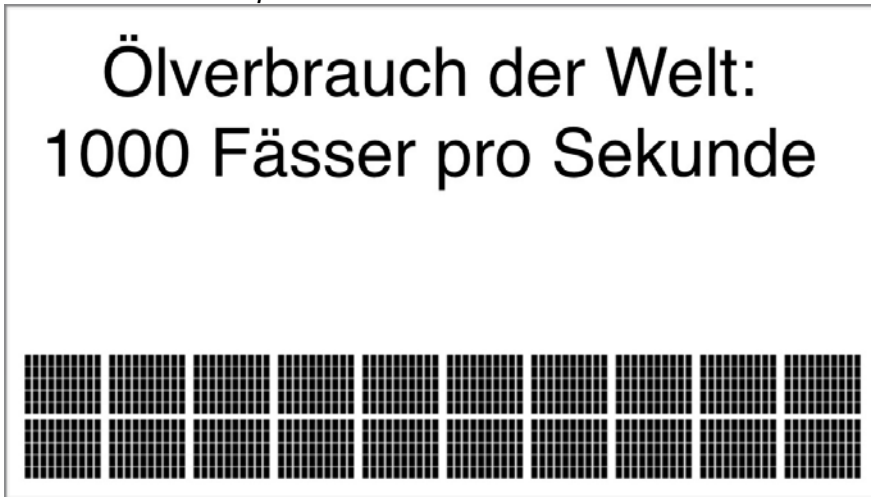
Quelle: EnergyComment (IEA-Daten für 2013)

1.2 Tausend Fass pro Sekunde - Der Öldurst der Welt

Der Öldurst der Welt hat in den letzten Jahrzehnten schwindelnde Höhen erreicht. Aktuell werden etwas über 1.000 Fässer Öl¹ pro Sekunde (!) verbraucht - vor allem in Verbrennungsmotoren aller Art, aber auch in der Petrochemie, im Heizölkeller und in Ölkraftwerken. In nur 30 Minuten verschwindet die Ladung eines großen Öltankers.

¹ Ein Fass (Barrel) Öl hat einen Rauminhalt von 159 Liter. Das Maß ergab sich aus den Abmessungen der Heringstonne.

Abb.2 Ölverbrauch pro Sekunde

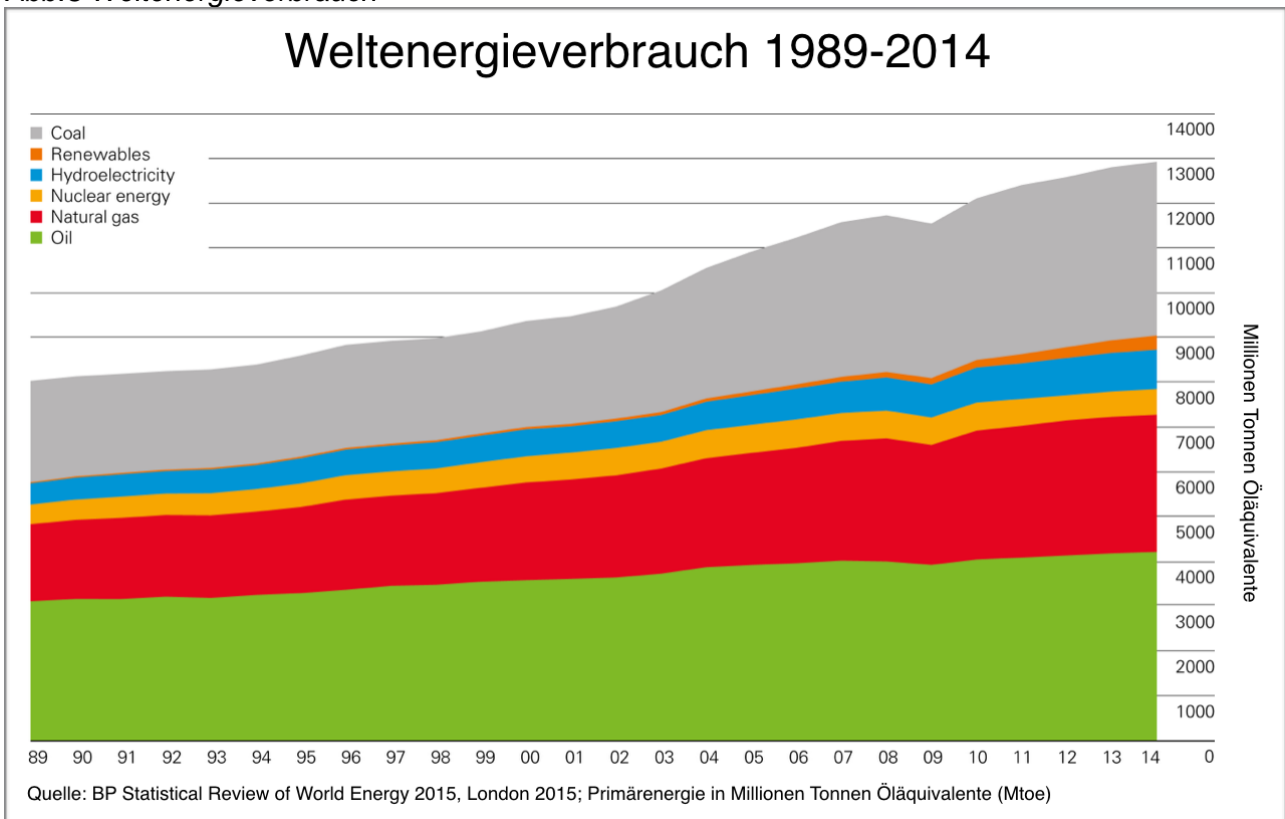


Und noch immer steigt der Ölkonsum. In den letzten Jahren nahm er um ca. 1 Mio. Fass (Barrel) pro Tag (mb/d) zu. Im laufenden Jahr 2015 wächst er fast doppelt so schnell, da die Ölpreise gefallen sind. Zurzeit liegt der globale Ölverbrauch bei 92 Mio. Barrel pro Tag.

Öl ist der wichtigste Energieträger der Welt, gefolgt von der Kohle, deren Verbrauch vor allem in China in den letzten 10 Jahren steil angestiegen ist. An dritter Stelle steht Erdgas. Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft und ohne traditionelle Biomasse) spielen im weltweiten Vergleich bisher kaum eine Rolle.

Die meisten Prognosen gehen davon aus, dass der Ölverbrauch auch in den nächsten Jahrzehnten noch steigen wird, wenn auch langsamer als bisher.

Abb.3 Weltenergieverbrauch



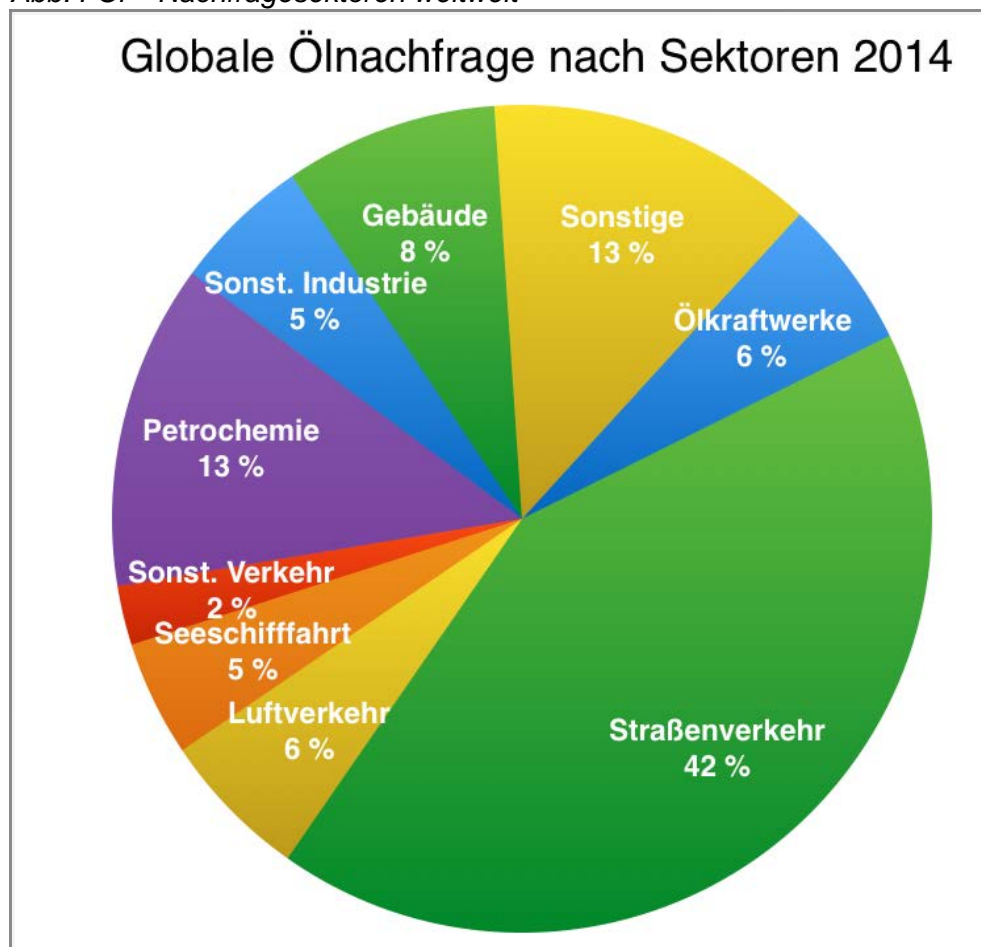
2. Die Ölnachfrage

2.1 Ölverbrauch nach Sektoren

Rohöl und Ölprodukte finden in zahlreichen Sektoren der Wirtschaft und der Gesellschaft Verwendung.

1. Der größte Verbraucher weltweit ist der **Verkehr**, insbesondere der **Straßenverkehr** mit einem Anteil von 42% am Gesamtverbrauch. Andere Verkehrsträger verbrauchen ebenfalls große Mengen: die internationale **Seeschifffahrt** (5%) und der **Flugverkehr** (6%). Im Segment „Sonstiger Verkehr“ sind noch weitere Transportträger enthalten, so z.B. **Pipelines** und der **Schieneverkehr**, der in vielen Regionen der Welt auf Dieselkraftstoff angewiesen ist.
2. An zweiter Stelle steht die **Industrie** mit 18%, wozu insbesondere die **Petrochemie** mit weiteren 13% gehört. In der Petrochemie werden Grundchemikalien wie Ethylen oder Propylen aus den leichten Bestandteilen von Erdöl hergestellt. Sie dienen der Herstellung von Kunststoffen aller Art.
3. Es folgen die **Gebäude** (Ölheizung etc.) mit 8% und der Sammelsektor „Sonstige“ mit 13%, zu dem u.a. die **Landwirtschaft oder der Straßenbau (Bitumen)** gehören.
4. Immer noch relevant sind die **Ölkraftwerke**, in denen Rohöl oder schweres Heizöl zur Stromerzeugung verbrannt wird, mit einem Anteil von 6%.

Abb.4 Öl – Nachfragesektoren weltweit



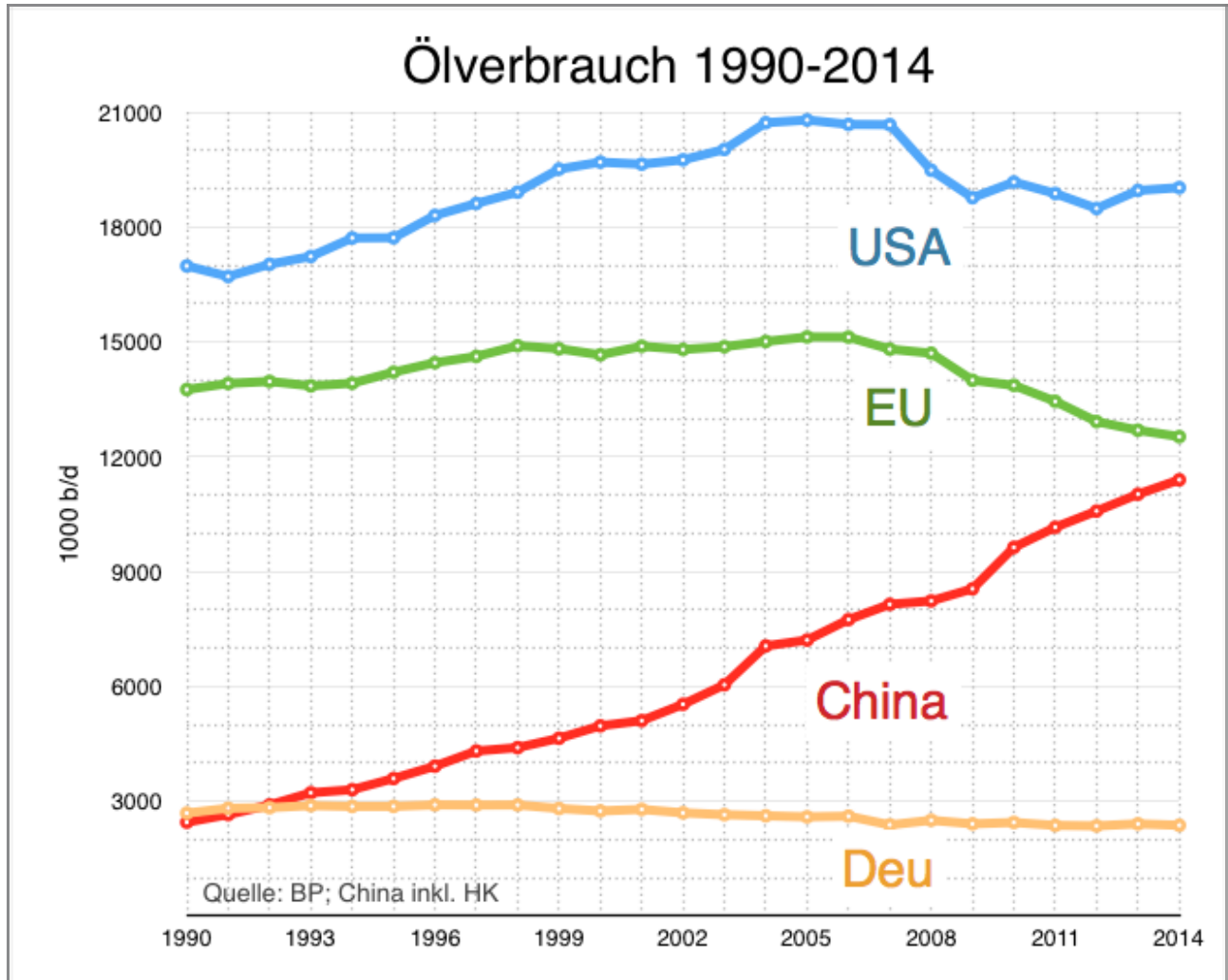
Quelle: EnergyComment; Datenquelle: IEA: World Energy Outlook 2015, Paris 2015

2.2 Die größten Ölverbraucher

Die größte Veränderung im Verbrauch von Öl seit der Jahrhundertwende fand in China statt. Der rasche Wirtschaftsaufschwung verlangte zunächst nach immer größeren Mengen an Diesel und Naphtha für die Industrie. In den letzten Jahren verschob sich der Zuwachs dann mehr Richtung Benzin, da sich nun eine schnell wachsende Mittelschicht Automobile leisten kann und die Straßen besser ausgebaut sind.

Anfang der 90er Jahre verbrauchte China in etwa genauso viel Öl wie Deutschland. Heute ist es fast 5mal so viel. In Kürze wird China mehr Öl verbrauchen als die gesamte EU.

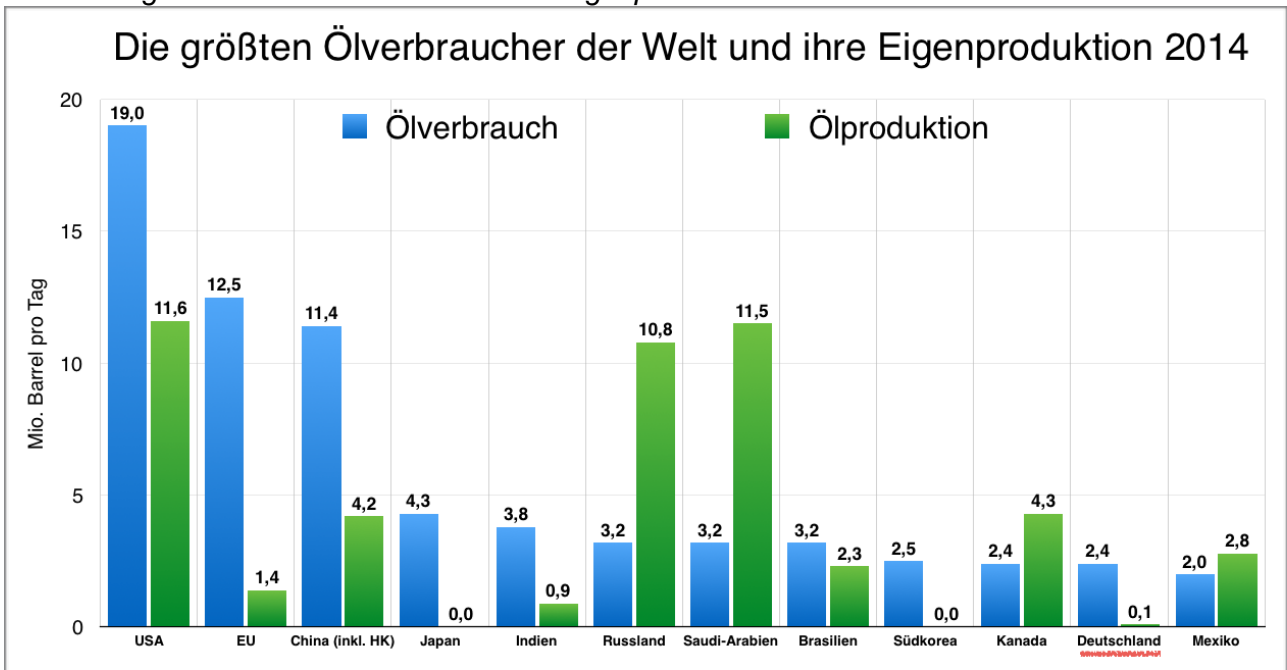
Abb.5 Ölverbrauch China - Deutschland - USA - EU



Datenquelle: BP Statistical Review of World Energy 2015, London 2015 (eig. Darstellung)

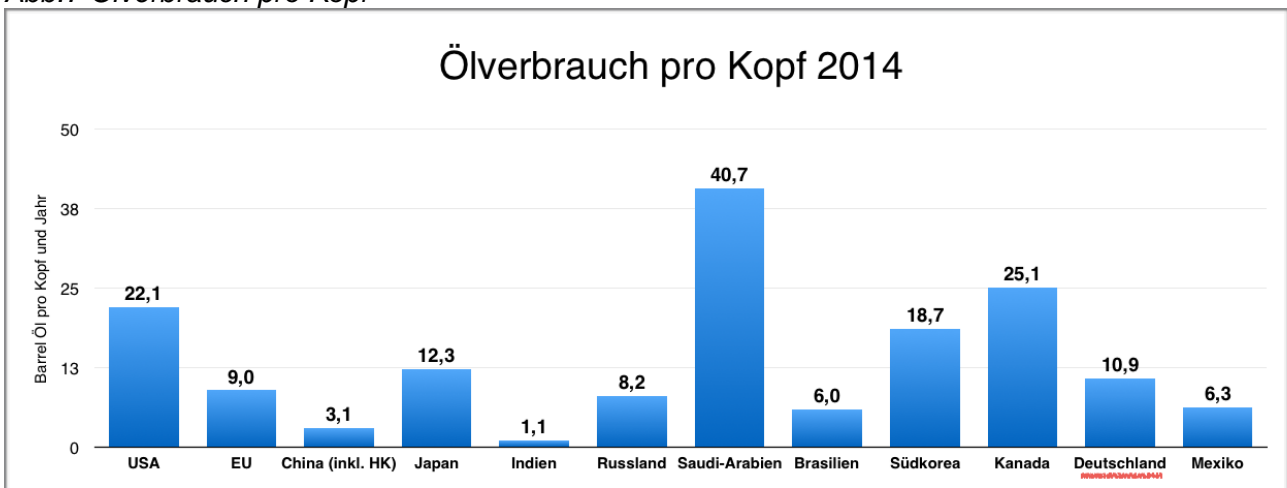
China steht jetzt hinter den USA und der EU an dritter Stelle in der Welt. Bei den Nettoölimporten hat China die USA sogar schon überholt. Nach Japan folgen auf den weiteren Plätzen mehrere Schwellenländer wie Indien, Russland, Saudi-Arabien und Brasilien. Deutschland liegt auf Platz 10 der Nationenliste.

Abb.6 Die größten Ölverbraucher und ihre Eigenproduktion 2014



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2015, London 2015 (eig. Darstellung)

Abb.7 Ölverbrauch pro Kopf

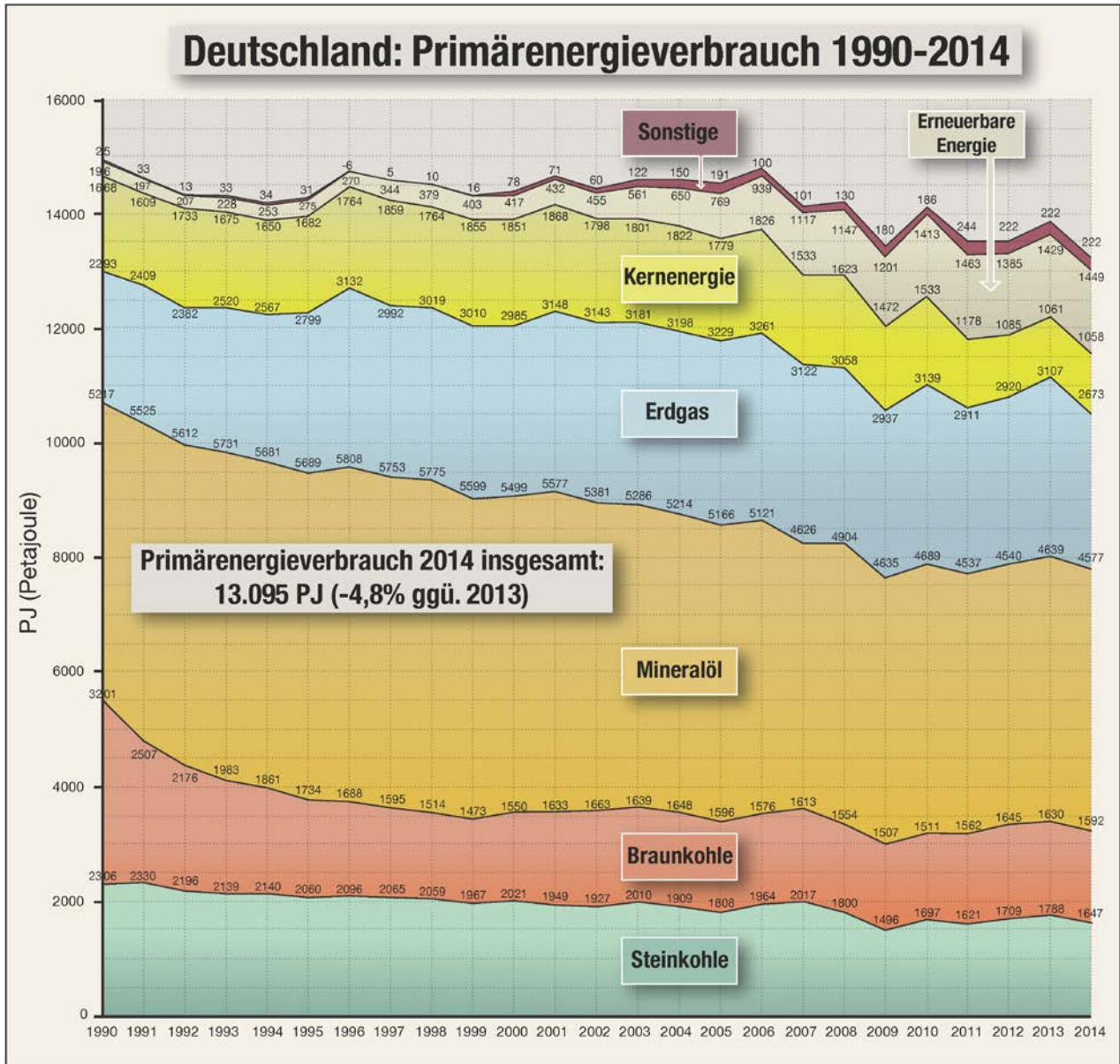


Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2015, London 2015 (eig. Darstellung)

2.3 Deutschland: Ölverbrauch und Ölimporte

Öl wird in Deutschland ganz überwiegend als Kraftstoff, Heizöl oder als Rohstoff für die Petrochemie verwendet. Öl ist mit Abstand der wichtigste Energieträger in Deutschland, wie die folgende Abbildung verdeutlicht.

Abb.8 Deutschland - Primärenergieverbrauch



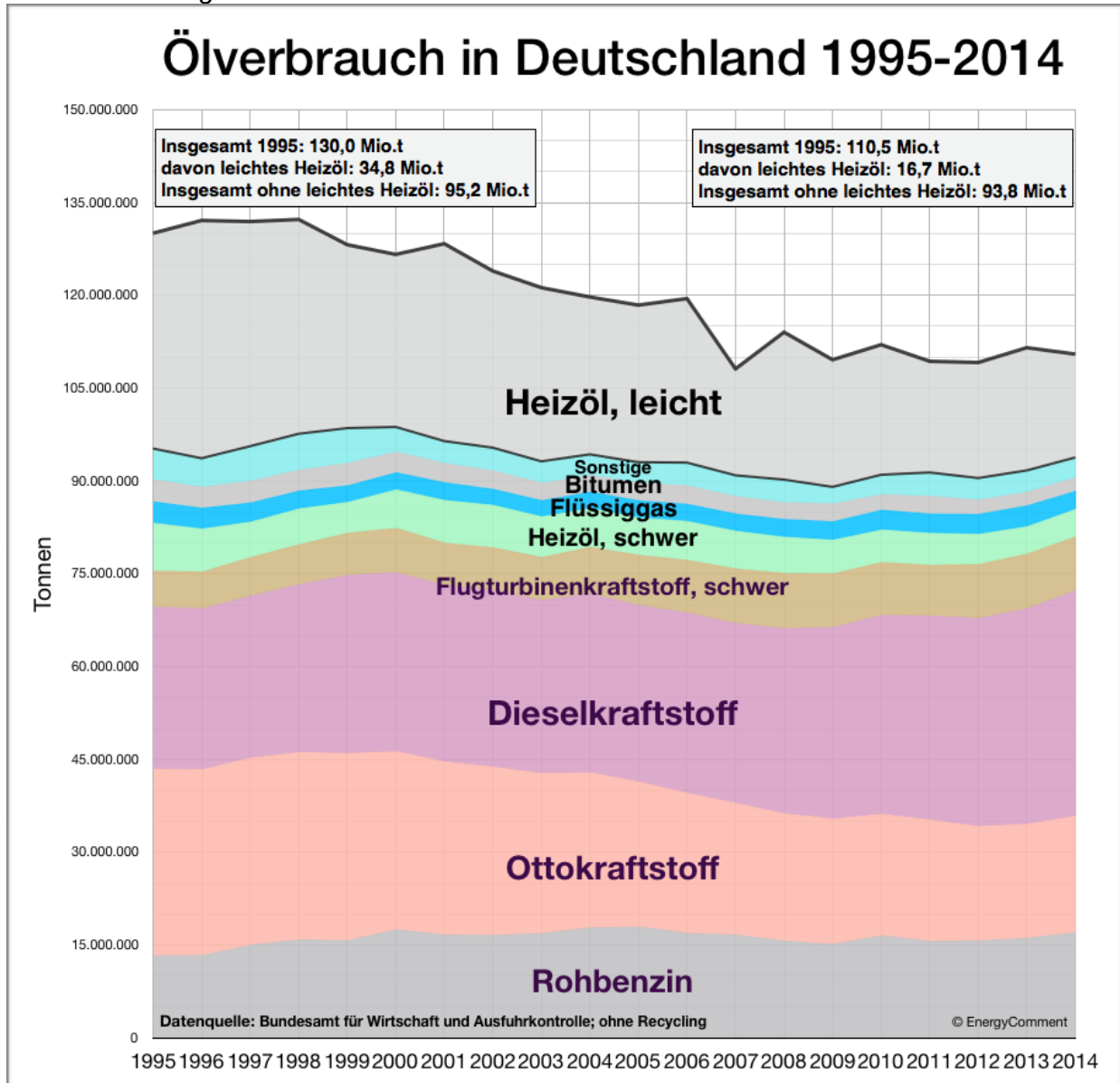
Datenquelle: AG Energiebilanzen

„Weg vom Öl“? Nicht in Deutschland

Es fällt auf, wie konstant die Nachfrage in den letzten beiden Jahrzehnten war, wenn man die witterungsabhängige Komponente des leichten Heizöls herausrechnet.

Die einzigen nennenswerten Trends sind die Verlagerung von Ottokraftstoffen zu Dieselkraftstoffen, und die tendenziell rückläufige Verwendung von Heizöl im Hausbrand. Zwar fiel die Ölnachfrage in Deutschland von 130 Mio. t (1995) auf 110,5 Mio. t (2014). Rechnet man das Heizöl jedoch heraus, gab es in den letzten 20 Jahren nur einen minimalen Rückgang von 95,2 Mio. t auf 93,8 Mio. t.

Abb.9 Ölnachfrage in Deutschland



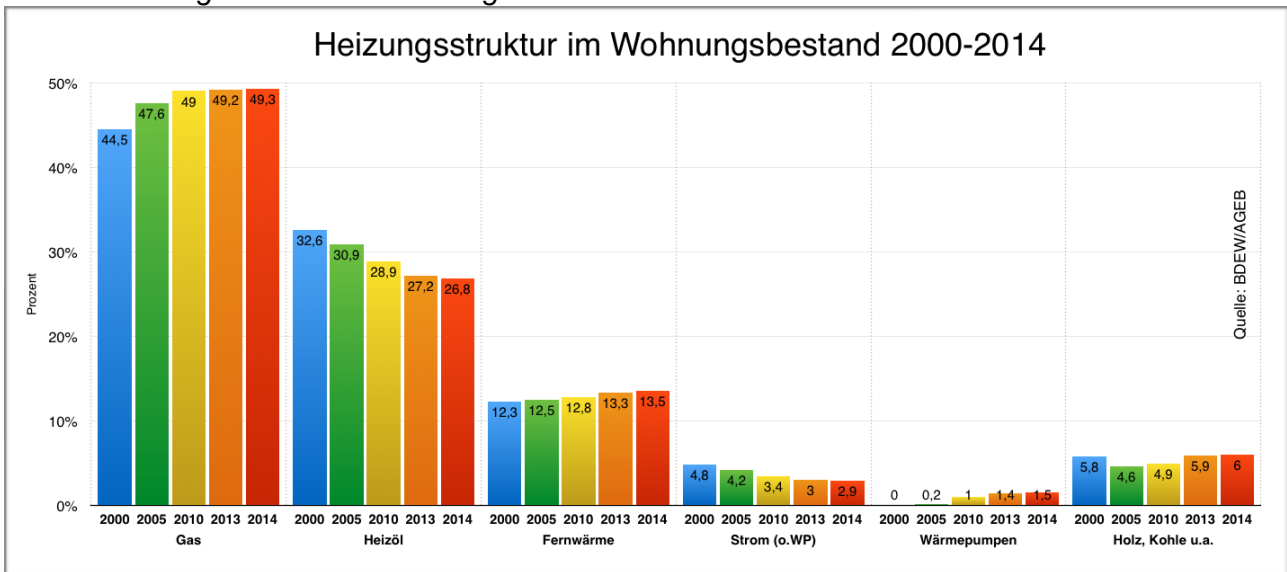
Quelle: EnergyComment Global Energy Briefing Nr.121 (Okt. 2015)

Ölheizungen

Viele Heizungen in Deutschland sind nach wie vor auf Öl angewiesen. Deutschland ist der größte Heizölmarkt der Welt, knapp vor den USA.

2014 wurden 27% der Wohnungen durch Ölheizungen versorgt. Das trifft vor allem für ältere und schlechter gedämmte Gebäude zu. In Neubauten werden praktisch keine Ölheizungen eingebaut (ca. 1%).

Abb.10 Heizungsstruktur im Wohnungsbestand



Quelle: Global Energy Briefing Nr.121, Hamburg 2014 (Datenquellen: BDEW, AGEB)

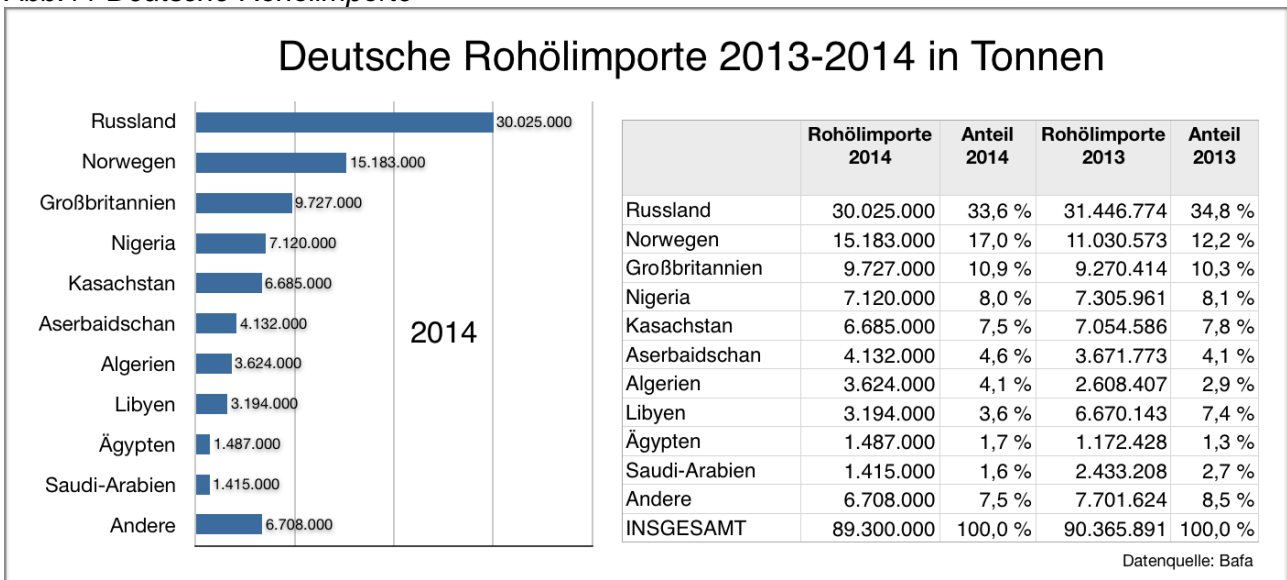
Ölimporte

Deutschland ist zu 98% von Ölimporten abhängig. Bis in die 60er Jahre hinein gab es noch eine nennenswerte Ölförderung in Niedersachsen, doch seither geht es bergab.

Russland ist der mit Abstand wichtigste Lieferant für Öl. Etwa 34% des Rohöls kamen 2014 von dort. An zweiter und dritter Stelle stehen Norwegen und Großbritannien, wo die Ölförderung jedoch von Jahr zu Jahr sinkt. Zusätzliche Mengen kommen aus Zentralasien und Afrika.²

Das importierte Rohöl wird in Raffinerien zu Produkten wie Diesel, leichtes Heizöl, Benzin etc. weiterverarbeitet. Fast alle Anlagen in Deutschland gehören westlichen und russischen Ölkonzernen.

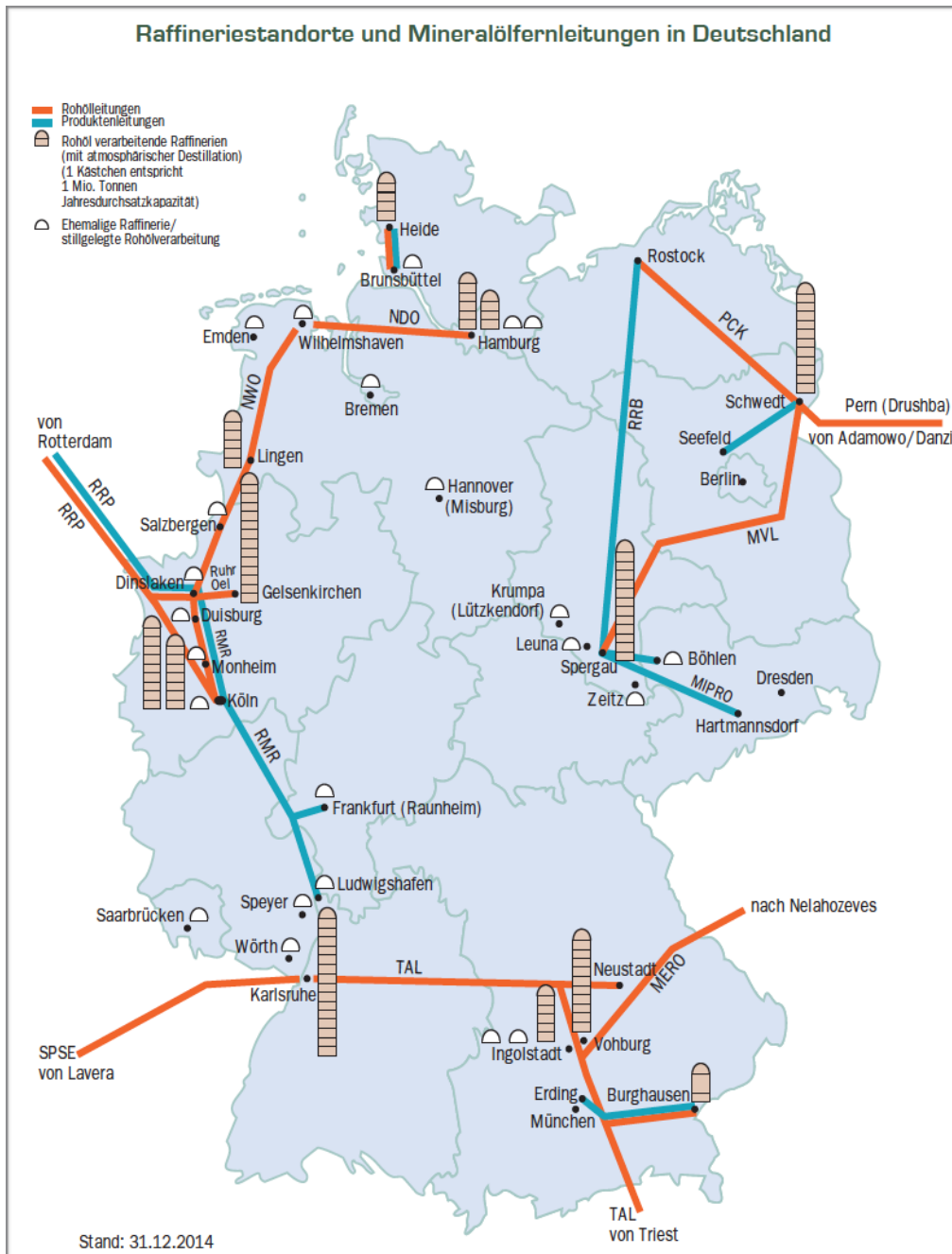
Abb.11 Deutsche Rohölimporte



Datenquelle: Bafa (Amtliche Mineralölstatistik)

² Bafa: Amtliche Mineralölstatistik, lfd. Jahrgang, www.bafa.de

Abb. 12 Raffineriestandorte



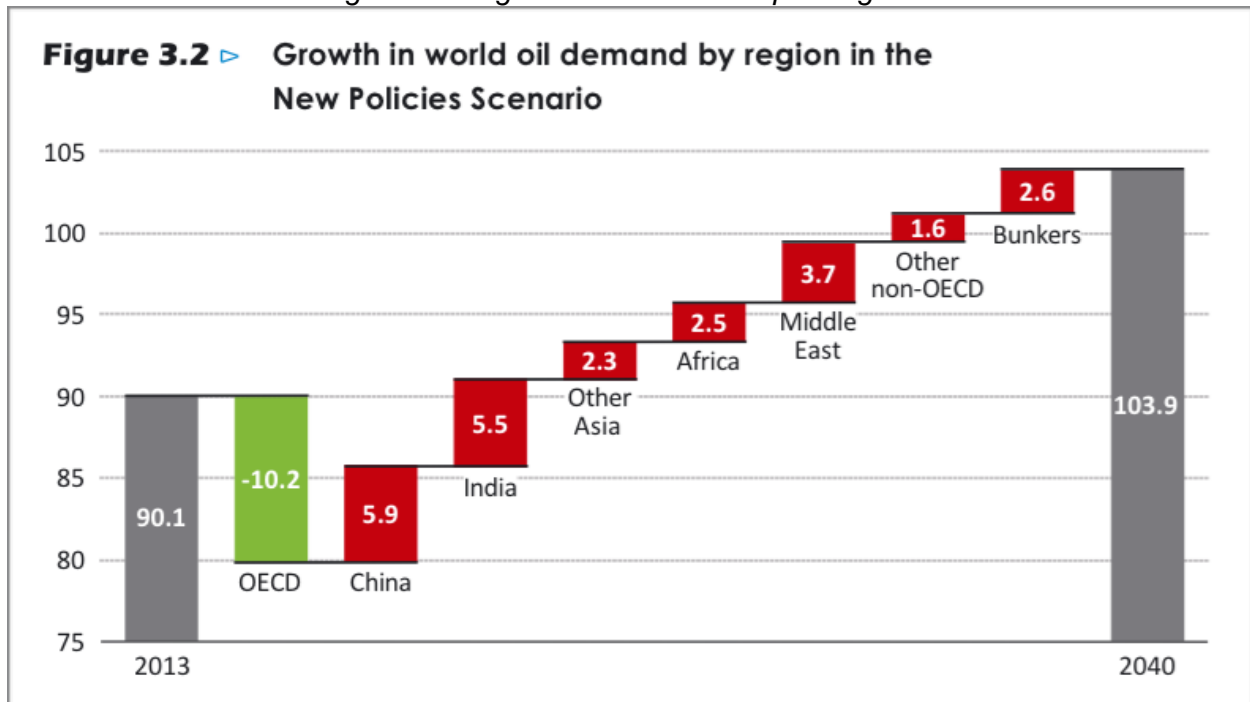
Quelle: Mineralölwirtschaftsverband: MWV-Jahresbericht 2015, Berlin 2015

2.4 Wie geht es weiter? Prognosen zum Ölverbrauch

Die Ölnachfrage wird weiter steigen. Bisher gingen die Prognosen davon aus, dass der Verbrauch in den alten Industrieländern (OECD) fällt und damit die steigende Nachfrage im Rest der Welt teilweise entschärft. Doch im Moment ist unklar, ob der seit Herbst 2014 unerwartet niedrige Ölpreis die Nachfrage eventuell auch in den USA und Europa wieder ankurbelt.

Das folgende Schaubild zeigt, dass auch ohne den Ölpreissturz allein schon China und Indien den erhofften Rückgang in Europa, USA und Japan überkompensieren.

Abb.13 Globale Ölnachfrage nach Regionen in Mio. Barrel pro Tag



Quelle: IEA WEO 2014, Paris 2014; Daten des New Policies Scenario (= Hauptszenario der IEA). Bunkers = Treibstoffe für den internationalen Schiffs- und Flugverkehr.

Betrachtet man die Sektoren, in denen Öl verbraucht wird, dominieren zwei Bereiche immer deutlicher: Verkehr und Petrochemie. Der Verkehr verbraucht 2040 ca. 60% des Öls, die Petrochemie über 15%.

Von der zusätzlichen Nachfrage, die von der IEA³ bis 2040 erwartet wird, wandert über 80% in den Verkehr. Auch die petrochemische Industrie wird rasch zulegen. So liegt z.B. in Indien der Verbrauch von Polyethylen, der wichtigsten Basischemikalie für Kunststoffe, bislang nur bei einem Sechstel des Weltdurchschnitts.

Demgegenüber verlieren sowohl die Verstromung von Öl als auch das Heizöl an Bedeutung. In den Kraftwerken und im Verkehr wird Öl teilweise durch Gas ersetzt. Ein ganzer Mix von Heiztechniken, wie z.B. Erdgas, Strom (Wärmepumpe) oder Fernwärme, ersetzen Heizöl in den Gebäuden. Noch größer ist die Entlastung durch die höhere Kraftstoffeffizienz im Verkehr, insbesondere bei PKW. Trotz dieser Verschiebungen und Verbesserungen wird der Ölverbrauch jedoch weiter wachsen.

³ Internationale Energieagentur = Die Energiebehörde der Industrieländer (OECD)

Abb. 14 Ölnachfrage nach Sektoren

World oil demand by sector in New Policies Scenario (mb/d)									
	2000	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2014 - 2040	
								Change	CAAGR*
Power generation	5,8	5,3	4,4	3,7	3,2	3,0	2,8	-2,5	-2,4%
Transport	38,8	49,5	53,2	55,4	57,3	58,9	60,4	10,9	0,8%
Petrochemicals	9,5	11,5	14,1	14,9	15,8	16,6	17,2	5,6	1,5%
Feedstock	8,1	10,1	12,5	13,3	14,1	14,9	15,5	5,4	1,7%
Other industry	4,9	4,9	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	0,3	0,2%
Buildings	7,9	7,6	7,2	6,6	6,2	5,9	5,8	-1,8	-1,1%
Other**	9,9	11,7	11,9	12,1	12,2	12,3	12,2	0,5	0,2%
Total	76,9	90,6	95,9	97,9	99,9	101,7	103,5	12,9	0,5%

* Compound average annual growth rate. ** Other includes agriculture, transformation and other non-energy use (mainly bitumen and lubricants).

Quelle: IEA WEO 2015, Paris 2015

2.5 Verkehr mit fossilen Verbrennungsmotoren: In der Sackgasse

Der Anteil des Verkehrs am Ölverbrauch steigt permanent an. Der Mobilitätspfad der Welt ist jedoch in einer Sackgasse. Wenn die großen Schwellenländer wie China oder Indien weiterhin eine Motorisierung anstreben, wie sie in Europa oder den USA bereits existiert, wird die Ölproduktion mit dem Verbrauch nicht Schritt halten können. Auch wird dann das Klima mit zusätzlichen Gigatonnen CO₂ durch die Verbrennung von Benzin und Diesel aufgeheizt, was alle anderen Anstrengungen zum Klimaschutz konterkarieren wird.

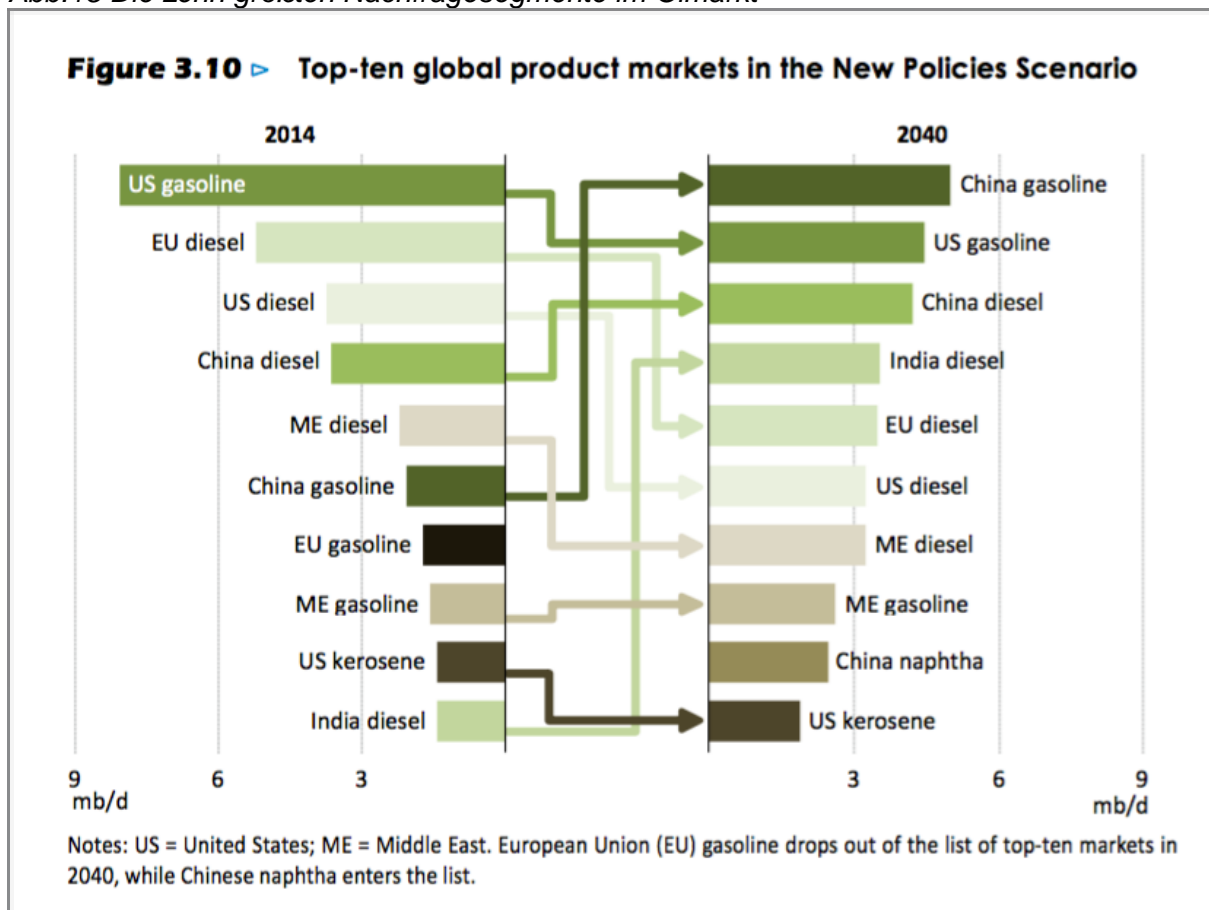
Es ist eine Ironie des Fortschritts, dass die PKW in den verstopften Großstädten Chinas genauso langsam geworden sind wie die Fahrräder in der Mao-Ära. Doch der Umstieg aufs Fahrrad wird erschwert, da die extreme Smog-Luft die Atemwege ruiniert. Verkehrspolitik und Städtebau zementieren derzeit die Ölnachfrage der Zukunft. Der Schwerpunkt liegt nach wie vor beim Ausbau der Straßen und Flughäfen. Viele Städte wuchern planlos ins Umland, was die Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel erschwert.

Der Weg zur automobilen Gesellschaft ist damit vorgezeichnet. Die Zahl der chinesischen Kraftfahrzeuge hat sich in den letzten Jahren auf etwa 100 Millionen vervielfacht, aber noch immer ist die PKW-Dichte 6 Mal niedriger als in Europa. Einige Metropolen verzögern bereits die Zulassung von Fahrzeugen, weil die Infrastruktur überlastet ist und aus Platzgründen auch nicht weiter ausgebaut werden kann.

Es ist jedoch praktisch ausgeschlossen, dass die globale Ölförderung für eine volle Industrialisierung und Mobilisierung Chinas nach westlichem Modell ausreicht. Ein Bieterwettbewerb wäre dann unvermeidlich, mit schwer kalkulierbaren außenpolitischen und ökonomischen Risiken.

Die folgende Übersicht zeigt die größten **Einzelsektoren** des globalen Ölmarktes für die Jahre 2014 und 2040. Der größte Sektor ist seit vielen Jahrzehnten der amerikanische Benzinmarkt, in den zeitweise fast 15% des globalen Ölangebots fließen und der auch heute noch knapp 10% des Öls verbrennt. Er wird dank effizienterer PKW etwas schrumpfen und vom chinesischen Benzinmarkt an der Spitze abgelöst werden. Auf den Rängen 3-8 liegen im Jahr 2040 die großen Dieselmärkte: China, Indien, EU, USA und Middle East (ME). Erst auf Platz 9 taucht mit dem chinesischen Naphthamarkt ein Sektor auf, der nicht primär dem Transportbedarf dient.

Abb.15 Die zehn größten Nachfragesegmente im Ölmarkt



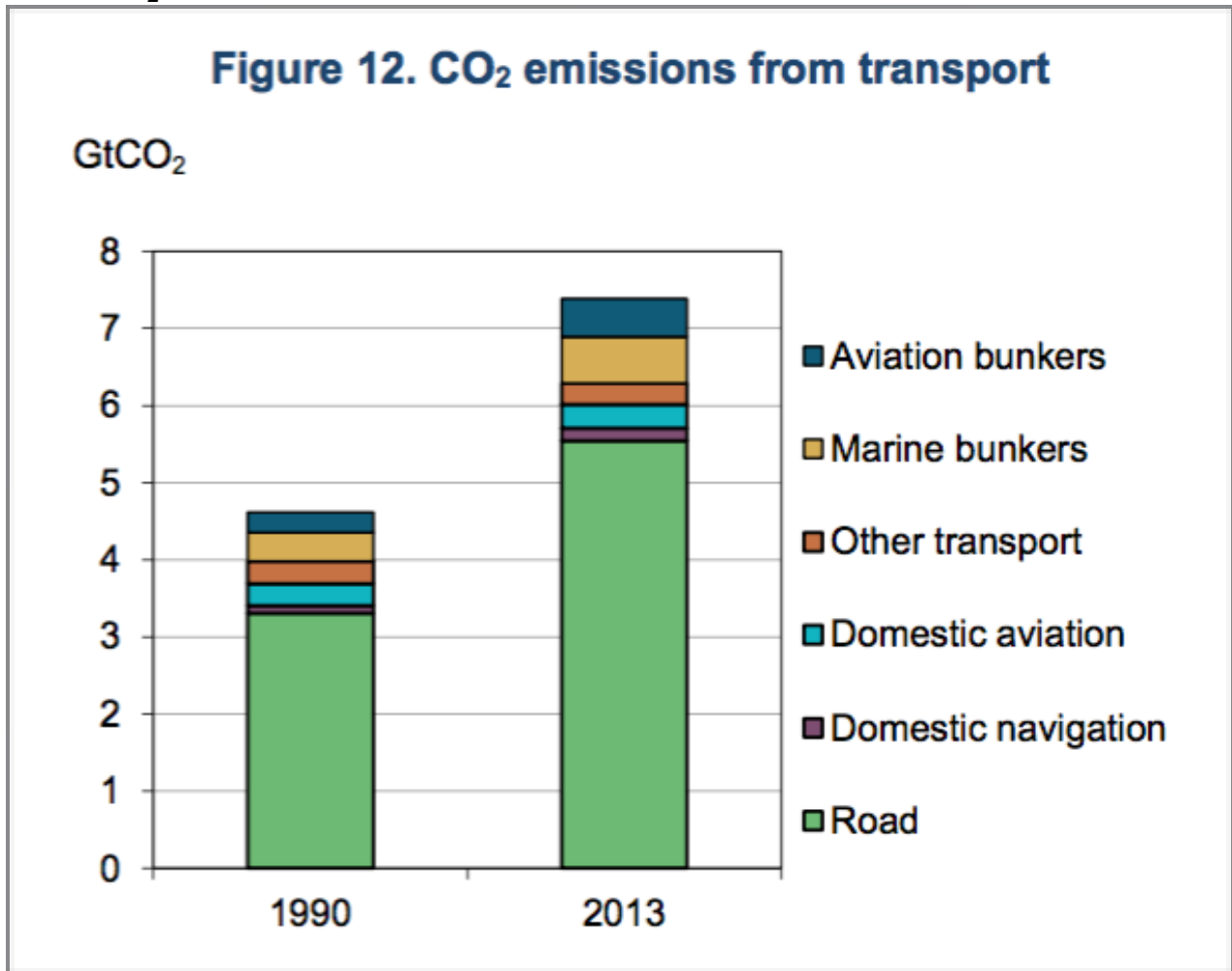
Quelle: IEA: World Energy Outlook 2015, Paris November 2015

Der Verkehr ist nach dem Stromsektor der zweitgrößte Verursacher von **CO₂-Emissionen**. Der Verkehr war 2013 für 23% der globalen CO₂-Emissionen verantwortlich. Drei Viertel davon entstanden im Straßenverkehr.⁴ Doch während beim Strom zahlreiche Low-Carbon Alternativen zur Verfügung stehen, wachsen die Emissionen im Verkehr rasch weiter, da er von einer Monokultur fossiler Verbrennungsmotoren geprägt ist.

Die Grafik zeigt die Anteile der Verkehrsträger an den Emissionen. Die CO₂-Emissionen im Straßenverkehr sind seit 1990 um 70% gestiegen, ähnlich im Schiffsverkehr. In der Luftfahrt war es sogar ein Plus von 90%.

⁴ IEA: CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2015 Edition, Paris 2015.

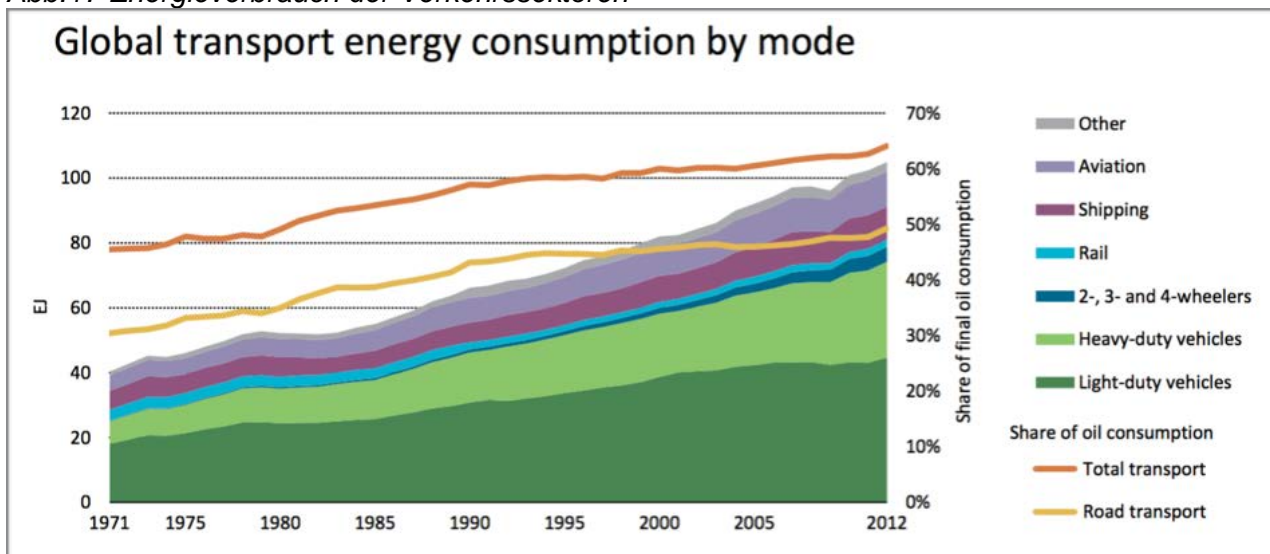
Abb.16 CO₂-Emissionen durch Verkehr



Quelle: IEA: CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2015 Edition, Paris 2015.

Auf der Straße gewinnen vor allem die schweren Nutzfahrzeuge rasch an Bedeutung. Schon heute verbrauchen sie mehr Energie als die Luftfahrt, Schifffahrt und Schienenverkehr zusammen.

Abb.17 Energieverbrauch der Verkehrssektoren



Quelle: IEA: ETP Energy Technology Perspectives 2015, Paris 2015. Light-Duty Vehicles umfasst PKW und leichte Nutzfahrzeuge.

Von heute bis 2040 wächst der Ölverbrauch voraussichtlich um 12,9 mb/d, davon fließen 10,9 mb/d in den Verkehr, so das Hauptszenario der IEA. Allein dieser Zuwachs entspricht der gesamten Ölproduktion Saudi-Arabiens.

Die fossilen Kraftstoffe im Verkehr erzeugen dann **CO₂-Emissionen im Umfang von 8,9 Gt⁵**. Im Moment sind es **ca. 7,3 Gt**. In den 1970er Jahren waren es „nur“ etwa 4 Gt.

Der Ölverbrauch im **Straßenverkehr** wird von derzeit 38 mb/d auf 45 mb/d im Jahr 2040 klettern, der Ölverbrauch im Flugverkehr von 5,5 auf 8,6 mb/d. Im Jahr 2040 wird dann allein der **Luftverkehr** Emissionen im Umfang von 1,9 Gt bzw. 3,6% der globalen Emissionen verursachen. Der Ölverbrauch im **Schiffsverkehr** wird voraussichtlich von 4 auf 6 mb/d steigen.⁶

Die folgende Tabelle zeigt die Trendprognosen für den Ölverbrauch einzelner Verkehrsträger laut World Oil Outlook 2014 (OPEC).

Abb. 18 Ölverbrauch 2015-2025-2040 nach Verkehrsträger

Ölverbrauch in Mio. Barrel pro Tag	2015	2025	2040
Straßenverkehr Welt	38,4	43,1	45,1
Straßenverkehr Europa (OECD Europe)	5,4	4,8	3,5
Straßenverkehr China	4,4	6,6	7,9
Luftverkehr Welt	5,5	6,7	8,6
Schiene & Binnenschiffe Welt	1,9	2,1	2,6
Seeschifffahrt Welt	4,2	5,0	6,2

Quelle: OPEC World Oil Outlook 2014, Wien 2014 (Zahlen sind Trendprognosen)

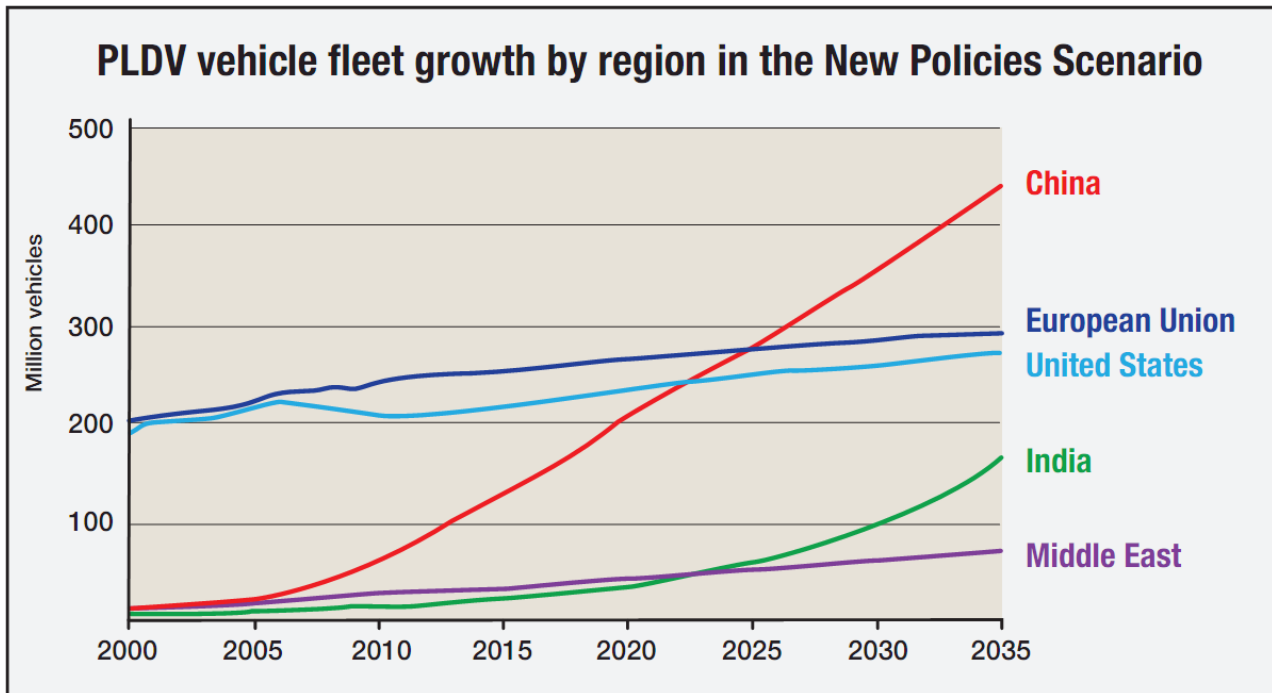
Die Zahl der **PKW** und leichten Nutzfahrzeuge wuchs in den letzten Jahrzehnten rasant. 1980 waren es weltweit noch 370 Mio. Fahrzeuge, davon nur 60 Mio. außerhalb der alten Industrieländern (OECD). Aktuell fahren fast drei Mal so viele Fahrzeuge auf den Straßen (ca. 1,1 Mrd.), davon schon 390 Mio. außerhalb der alten Industrieländern. China sprengt hier alle Dimensionen: Die PKW-Flotte in China wuchs in den letzten Jahren um ca. 20% pro Jahr. Im Jahr 2014 waren 117 Mio. Fahrzeuge auf den Straßen. Schon 2020 dürften es mehr als 200 Millionen sein. Auf Benzin wird daher mehr als zwei Drittel des zusätzlichen Ölbedarfs in China entfallen.⁷

⁵ Gigatonnen = Mrd. Tonnen.

⁶ Zum Vergleich: Der gesamte Ölverbrauch Deutschlands beläuft sich auf 2,3 mb/d.

⁷ Barclays Capital: Oil Special Report: Upward Bound, Oktober 2015.

Abb. 19 Nationale PKW-Flotten 2000-2035



Quelle: IEA WEO 2013, Paris 2013

Weltweit schiebt sich der **Straßengüterverkehr** weiter in den Vordergrund. Fast die Hälfte des zusätzlichen Kraftstoffbedarfs der nächsten Jahrzehnte wird vom Straßengüterverkehr absorbiert, da hier weitaus geringere Effizienzgewinne möglich sind als beim PKW-Verkehr. Die Zahl schwerer LKW wird auf ca. 100 Mio. Fahrzeuge klettern, die Zahl der Nutzfahrzeuge insgesamt auf über 500 Millionen.

Sollte die Phase niedriger Ölpreise länger als erwartet andauern, wird der Kraftstoffbedarfs des Verkehrs sogar noch schneller wachsen - trotz der Anstrengungen, effizientere Fahrzeuge in den Markt zu bringen.

2.6 Verkehr in Deutschland

In Deutschland lagen die CO₂-Emissionen des Verkehrs 1990 bei 163 Mio.t. Im Jahr 2014 waren es 164 Mio.t. Sie sind also leicht **gestiegen**. Das entspricht 18% der Gesamtemissionen von 912 Mio.t CO₂.⁸

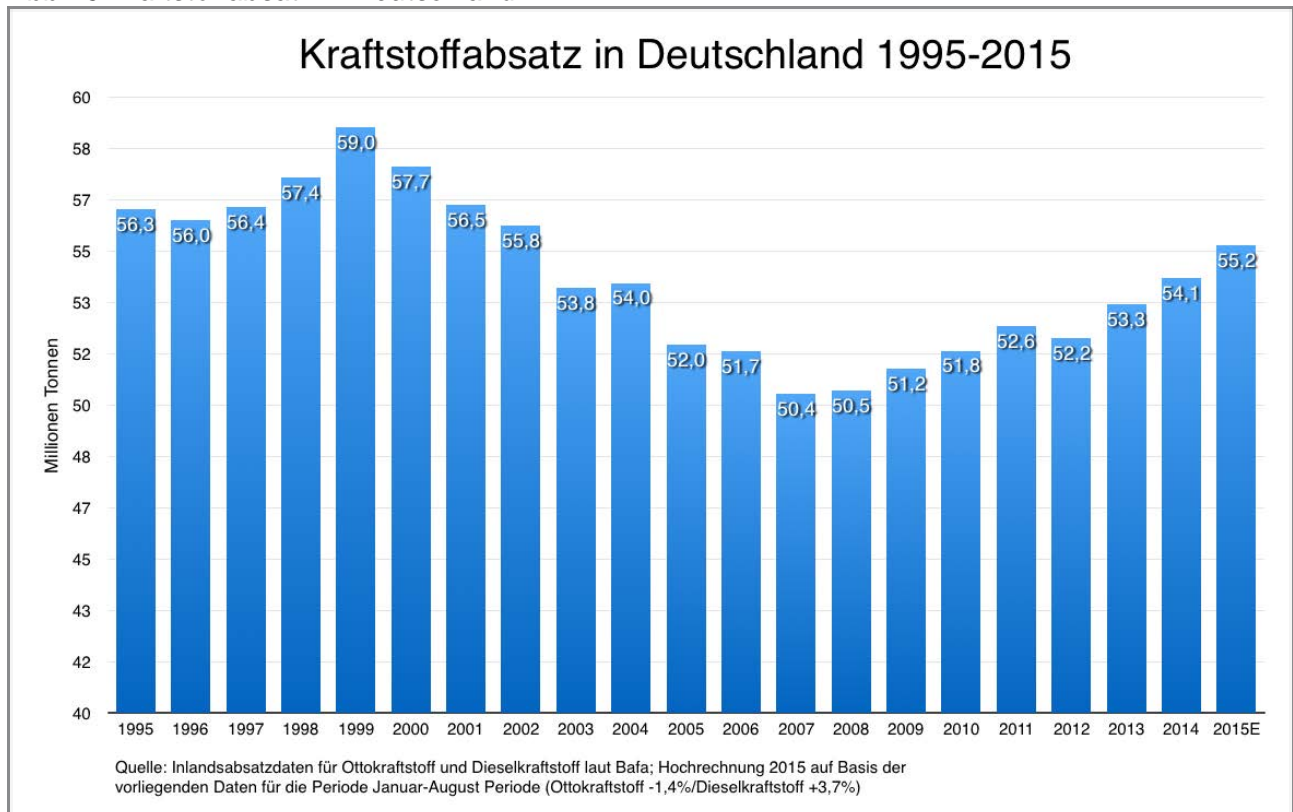
Aktuelle Daten zeigen auch einen **Anstieg des Ölverbrauchs im Straßenverkehr**. Der Absatz von Benzin schrumpfte 2015 bisher zwar um 170.000 Tonnen, aber dafür stieg der Dieselaabsatz um 859.000 Tonnen bzw. 3,7%. Er liegt jetzt für diese Jahreszeit auf einem Rekordhoch von 24,2 Mio. Tonnen.

Mit diesem Anstieg setzt sich ein Trend in Deutschland fort, der bereits 2007 einsetzte. Seither **stieg der Kraftstoffverbrauch von 50,4 Mio. Tonnen (2007) auf 54,1 Mio. t (2014)**. Die Hochrechnungen für 2015 lassen einen weiteren Anstieg vermuten.

⁸ Quelle: BMWi: Ein gutes Stück Arbeit - Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin November 2015.

Mit anderen Worten: Trotz der immer schärferen Effizienzvorschriften, die (wie mittlerweile aus dem VW-Skandal bekannt) in vielen Fällen nicht beachtet wurden, und trotz der verkehrspolitischen Anstrengungen wurden **2015 ca. 10% mehr Kraftstoffe auf den Straßen verbrannt als 2007**.

Abb.20 Kraftstoffabsatz in Deutschland

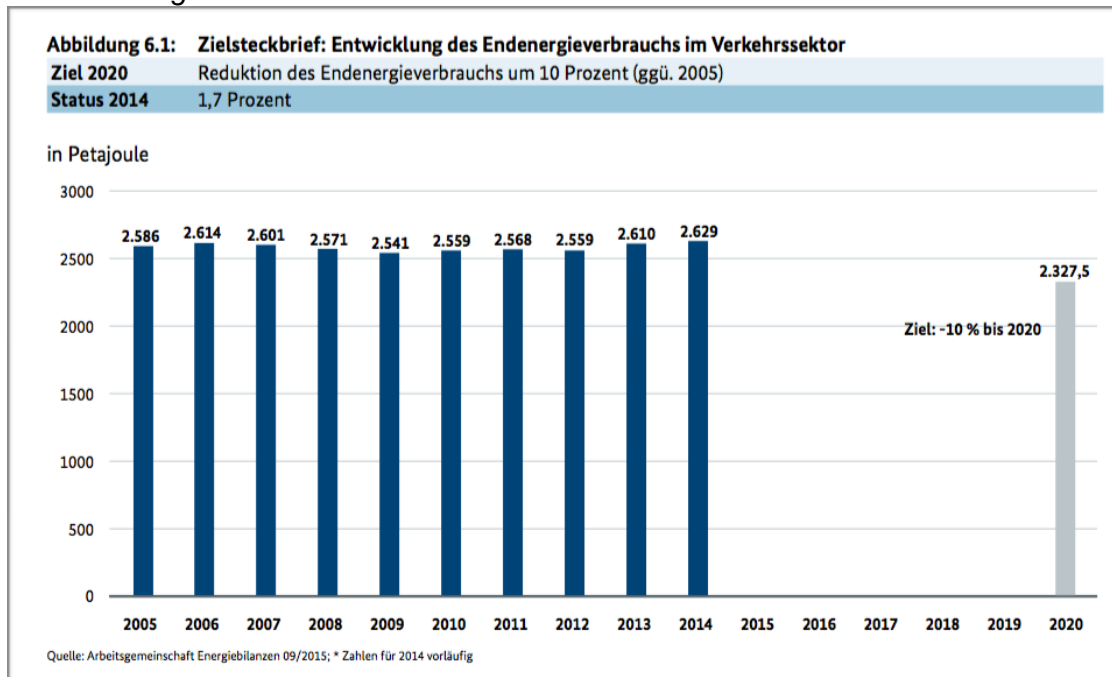


Quelle: EnergyComment

Aktuelle Studien in Deutschland konstatieren daher die Wirkungslosigkeit der bisherigen Verkehrspolitik.⁹ Der Endenergieverbrauch des Verkehrs ist 2005-2014 um 1,7% gestiegen (Straßenverkehr +2,3%) und nicht wie geplant durch Effizienzmaßnahmen gefallen.

⁹ Runkel, M./Mahler, A./Kunz, C. (FÖS/AEE): Metaanalyse - Verkehrswende im Verkehr, Berlin Nov. 2015. Schade W., Krail M.: Analyse der Effekte niedriger Ölpreise auf aktuelle Verkehrsszenarien. Arbeitspapier von M-Five/ISI im Auftrag der Stiftung Mercator. Karlsruhe.

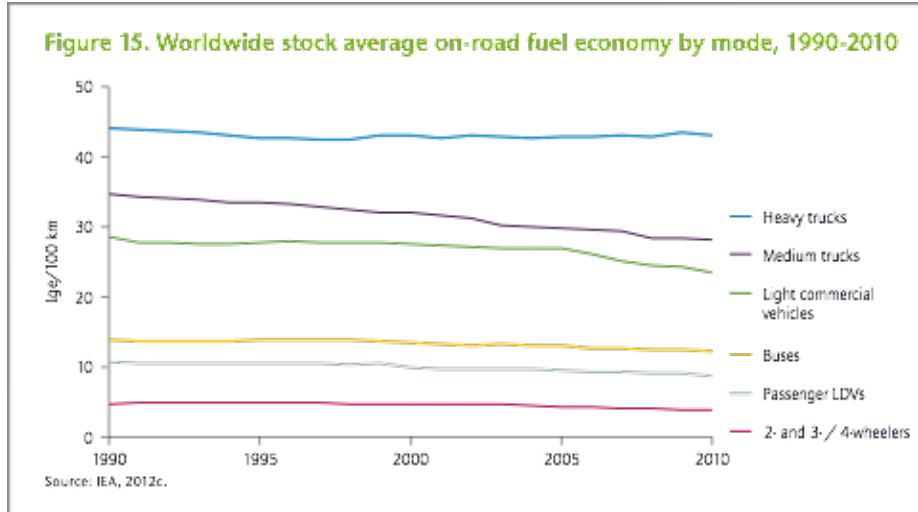
Abb.21 Energieverbrauch im deutschen Verkehr



Quelle: BMWi: Ein gutes Stück Arbeit - Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berlin November 2015

Technisch befinden sich die Verbrennungsmotoren in einer Sackgasse. Praxisnahe Analysen zeigen, dass es seit 1990 kaum Verbesserungen beim Spritverbrauch des Fahrzeugbestands gegeben hat (vgl. Abb. 22).

Abb.22: Weltweiter durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr (Fahrzeugbestand)

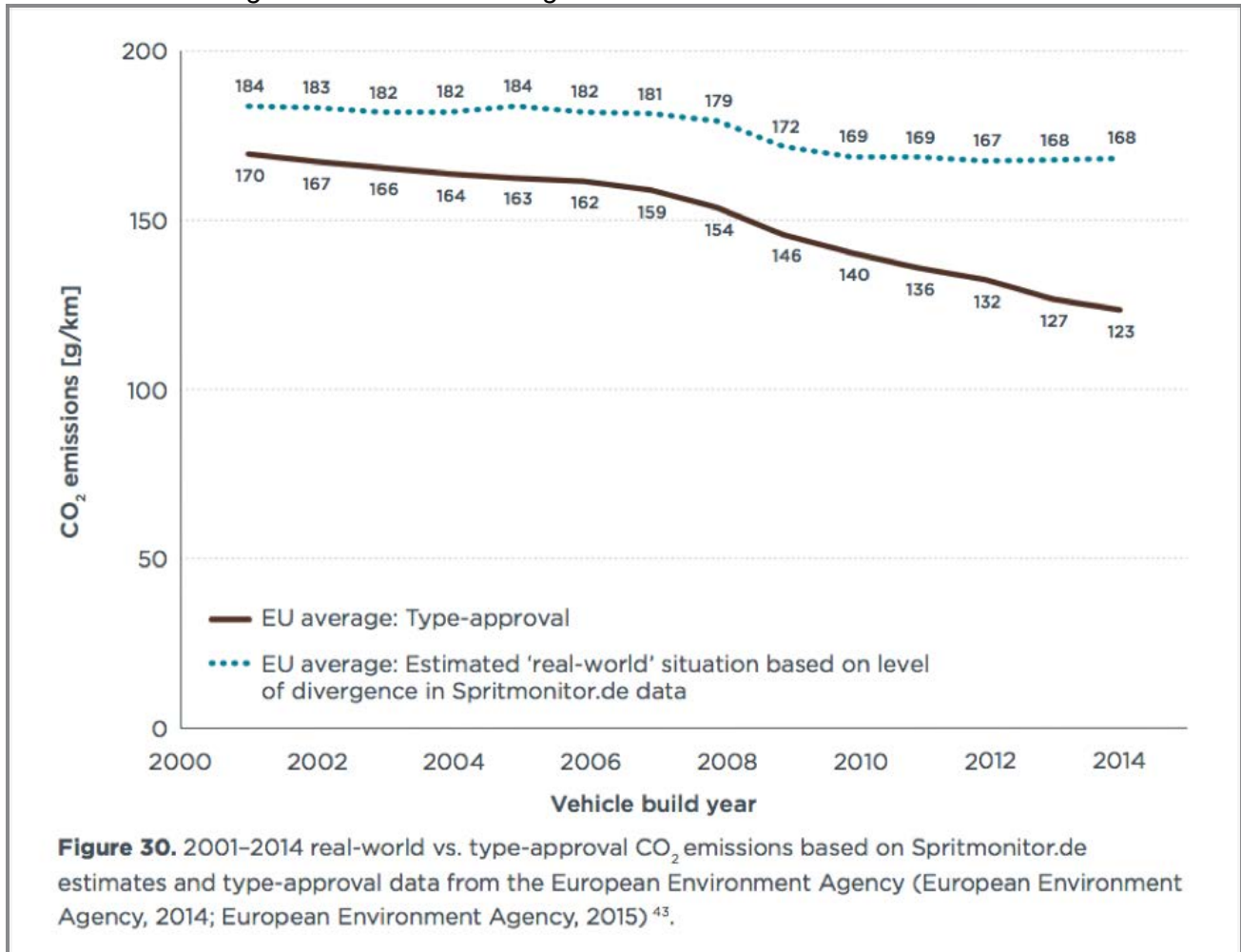


Quelle: IEA: Technology Roadmap Fuel Economy of Road Vehicles, Paris 2012

Offiziell sind die CO₂-Emissionen neuer PKW wie vorgeschrieben in der EU gesunken: Von 170 g/km in 2001 auf 123 g/km in 2014. In der Praxis zeigte sich jedoch ein wachsender Abstand zwischen den Ergebnissen des Prüfstands und der realen Fahrpraxis. Die Differenz wuchs von 8% (2001) auf unfassbare 40% (2014). In der Praxis sind seit 2009 überhaupt keine Fortschritte mehr zu erkennen.¹⁰

¹⁰ ICCT/TNO/IFEU (U.Tietge, N.Zacharof u.a.): From Laboratory to Road. A 2015 Update of Official and „Real World“ Fuel Consumption and CO₂ Values for Passenger Cars in Europa, Berlin Sep. 2015.

Abb.23: Abweichung zwischen Herstellerangaben und tatsächlichem Kraftstoffverbrauch



Quelle: ICCT/TNO/IFEU (U.Tietge, N.Zacharof u.a.): From Laboratory to Road. A 2015 Update of Official and „Real World“ Fuel Consumption and CO₂ Values for Passenger Cars in Europa, Berlin Sep. 2015.

Auch ressourcenpolitische Aspekte sprechen gegen eine Fortsetzung des bisherigen Pfades. Wenn China, Indien und andere Schwellenländer weiterhin eine Motorisierung wie in den alten Industrieländern verfolgen, wird der Diesel- und Benzinkonsum einen Umfang erreichen, der produktionstechnisch von der Ölindustrie nicht mehr bewältigt werden kann.

Selbst wenn nur China denselben Pro-Kopf-Ölverbrauch wie z.B. Deutschland entwickeln sollte, würden dort 37 Mio. Barrel pro Tag, also knapp 40% des globalen Ölangebots, benötigt werden. Indien und China zusammen würden fast das gesamte aktuelle Ölangebot für sich beanspruchen müssen.

Bisher tun sich im Straßenverkehr **alternative Kraftstoffe** bzw. E-Mobilität schwer, sich gegen die übermächtigen Diesel- und Benzinanbieter durchzusetzen. Auch bis 2035 wird sich daran wohl nichts ändern. Erdgas und Biofuels können ihren Marktanteil minimal ausweiten, während **Elektrofahrzeuge** auch bis 2035 keine Rolle spielen werden, wenn nicht energiepolitisch umgesteuert wird.

Potenzielle Überraschungen könnte es allerdings bei **Erdgasfahrzeugen** geben. China und die USA haben ebenso wie Russland größere Initiativen gestartet. Davon abgesehen spielt Erdgas schon heute in einigen kleineren südasiatischen, lateinamerikanischen und europäischen Märkten eine große Rolle. Allerdings bremst der niedrige Ölpreis den Wechsel von Benzin/Diesel zu Erdgas.

3. Das Ölangebot

3.1 Die größten Ölproduzenten

Saudi-Arabien und Russland waren in den letzten Jahren die mit Abstand größten Ölproduzenten der Welt. In den letzten Jahren ist es in den USA aber gelungen, ihre Produktion durch die Erschließung von Schieferölressourcen massiv auszuweiten (vgl. Kapitel unten). Hinzu kommen große Mengen an Flüssiggasen (Natural Gas Liquids / NGL) wie Ethan, Propan oder Butan, die aus den Schiefergasquellen stammen. Seit 2014 sind die USA der größte Ölproduzent der Welt.

Die drei größten Ölproduzenten (USA, Saudi-Arabien, Russland) liefern ein Drittel des weltweiten Ölangebots. Auch China und Kanada sind große Produzenten, wobei die Mengen in China stagnieren, während sie in Kanada wegen der großen Ölsandvorkommen mit hoher Wahrscheinlichkeit noch weiter zunehmen werden. Das wichtigste Land für *zusätzliche* Ölmengen ist jedoch der Irak. Nur hier besteht die Chance, innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahrzehnte die Förderung massiv auszuweiten.

Abb.24 Die größten Ölproduzenten

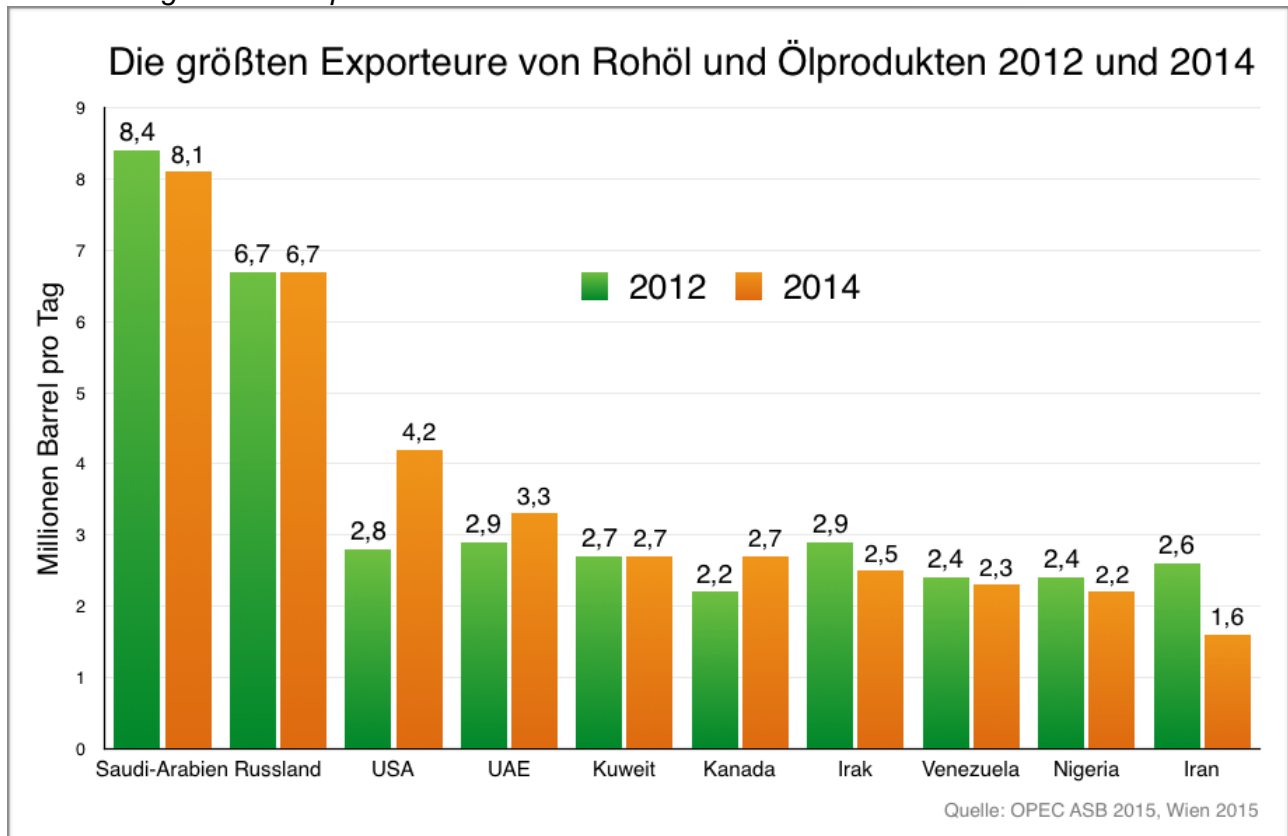


Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2015, London 2015 (eig. Darstellung)

3.2 Die größten Ölexporteure

Das Bild ändert sich, wenn man nicht die Produktionsmengen, sondern die Exportmengen betrachtet. Sechs der neun größten Exporteure von Rohöl und Ölprodukten gehören zur OPEC. Nur Russland steht hier knapp an zweiter Stelle hinter Saudi-Arabien. Die USA sind zwar der weltgrößte Exporteur von Ölprodukten, importieren aber gleichzeitig große Mengen an Rohöl.

Abb.25 Die größten Ölexporteure



Quelle: OPEC ASB 2015, Wien 2015

3.3 Ölressourcen und Ölreserven - wieviel Öl gibt es noch?

Die Welt verfügt laut IEA über *mindestens* 5.965 Gb¹¹ fossile Ölressourcen konventioneller und unkonventioneller Art, davon sind 1.702 Gb gesicherte Reserven. Die Qualifizierung „mindestens“ ist notwendig, weil Flüssiggase (NGL wie z.B. Propan, Butan) in Schiefervorkommen außerhalb der USA mangels gesicherter Daten nicht beziffert werden können.¹² Zur Größenordnung: Jährlich werden etwa etwa 30 Gb verbraucht.

Diese Ressourcenschätzungen bewegen sich tendenziell nach oben, da neue Technologien und hohe Preise neue Vorkommen zugänglich machen. So werden z.B. EOR-Techniken (Enhanced Oil Recovery mit CO₂ oder Chemikalien) zur Erhöhung der Recovery Rate bislang kaum eingesetzt, entweder weil es genug leichter förderbare Vorkommen gibt, oder weil z.B. Schieferölvorkommen weitaus höhere Einnahmen schon in den ersten Jahren ermöglichen als EOR in konventionellen Feldern.

Die Steuern und Abgaben spielen bei der Bewertung der Attraktivität von Vorkommen oftmals eine wichtigere Rolle als die Förderkosten im engeren Sinn. So wandern z.B. in Angola etwa 90% der Gewinne (also Einnahmen nach Abzug der Kosten) in die Staatskasse, während die Ölprojekte in der britischen Nordsee oder im Golf von Mexiko (USA) trotz der hohen Kosten oftmals profitabler sind, da die Steuerquote niedriger ist.

¹¹ Gb = Gigabarrel = 1 Milliarde Barrel

¹² EnergyComment: Global Energy Briefing Nr.92, Hamburg 2013; IEA: World Energy Outlook 2013, Paris 2013

Allerdings wird ein großer Teil dieser unkonventionellen Ressourcen wohl nie das Licht der Erdoberfläche erblicken:

a) Insbesondere für Kerogen Oil (Ölschiefer - nicht zu verwechseln mit Schieferöl) gibt es noch keine Verfahren, die diese Vorkommen rentabel und umweltpolitisch verträglich zugänglich machen könnten.

b) Die Vorkommen von Light Tight Oil (Schieferöl) sind zu klein und außerhalb der USA zu unsicher, um die Gesamtbilanz zu verändern.

c) Schweröl und Ölsande sind zwar mit gängigen Verfahren und zu heutigen Preisen zugänglich. Allerdings kann hier die Produktion wegen der industriellen Förderverfahren nur schrittweise ausgebaut werden und ist mit enormen Umwelt- und Klimaschäden verbunden.

Realistischerweise sind also an die 3.000-4.000 Gb Öl grundsätzlich langfristig verfügbar. Eine geologisch begründbare Ölverknappung ist bei einem Jahresverbrauch von 30 Gb also in den nächsten 50 Jahren bei konstantem Verbrauch nicht in Sicht.

Klar ist jedoch auch, dass die globale Ölproduktion bereits deutlich früher selbst bei maximalen Anstrengungen nicht mehr ausgeweitet werden kann, da dann der Förderrückgang bei den alten konventionellen Ölfeldern so schnell sein wird, dass unkonventionelles Öl die Lücken nicht rasch genug schließen kann.

Insofern geht das Argument, dass "Peak Oil" (also das Fördermaximum bzw. die „Höchstgeschwindigkeit“ der Ölproduktion) obsolet sei, weil noch enorme Ressourcen in der Erdkruste schlummern, ins Leere. Die eigentlichen Herausforderungen sind nicht geologischer sondern produktionstechnischer Art.

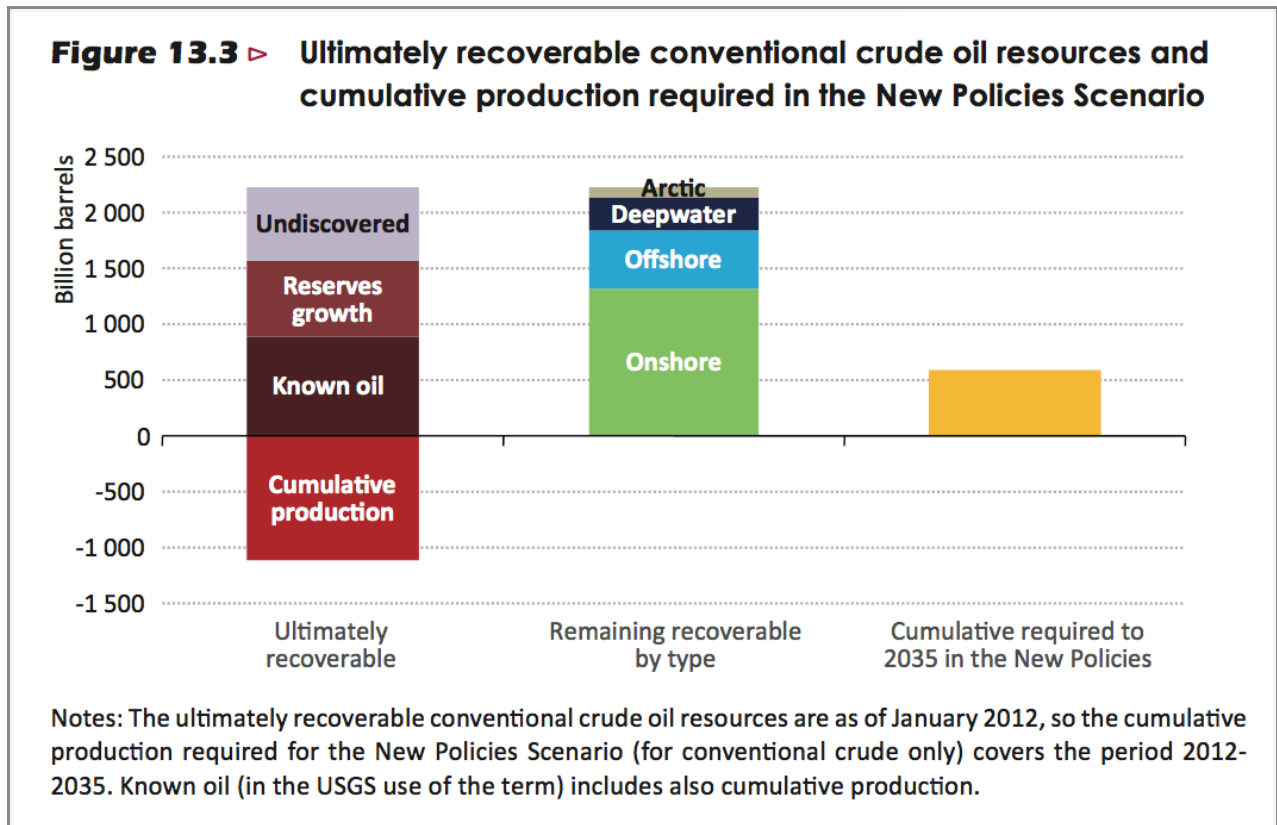
Das konventionelle Öl stammt nur zum kleineren Teil aus neu entdeckten Feldern (vgl. Abb.26). Der größere Teil kommt:

- (1) aus schon bekannten Feldern (Known Oil) oder wird
- (2) *zusätzlich* aus den bekannten Feldern gewonnen (Reserves Growth). Dieser oft unterschätzte Faktor erklärt sich durch Felderweiterungen, die bislang unbekannt waren, durch bessere Methoden oder höhere Marktpreise, die einen größeren Teil der Feldressourcen zugänglich machen, als bislang möglich erschien.
- (3) Der dritte Faktor besteht aus Feldern, die bislang noch völlig unbekannt sind (Undiscovered).

Unterscheidet man die konventionellen Ressourcen nach Feldertyp (zweite Säule), dann sieht man, dass die oft diskutierte Arktis und auch Tiefwasservorkommen wohl nur einen geringen zusätzlichen Beitrag zur globalen Ölversorgung beitragen werden. Der größte Teil kommt aus Feldern an Land oder aus geringer Wassertiefe.

Die dritte Säule (gelb) zeigt die Ölmenge, die bis 2035 voraussichtlich verbraucht wird. Das rote Säulensegment (links unten) zeigt die Menge, die bis heute verbraucht wurde (Cumulative Production). Die Größenverhältnisse verdeutlichen, dass aus geologischer Sicht bis 2035 Verknappungen unwahrscheinlich sind.

Bei der Frage, wieviele neue Ölfelder noch entdeckt werden (Discoveries) gibt es seit den 90er Jahren eine unerwartete Entwicklung. Der Abwärtstrend seit den 60er Jahren ist in eine stabile Phase übergegangen. Seither werden pro Jahr etwa 14 Gb in neuen Feldern gefunden. Der neue Trend ist vor allem das Ergebnis höherer Ölpreise und neuer technologischer Möglichkeiten (Tiefwasser, v.a. Presalt Brasilien, Golf von Mexiko), die eine verstärkte Explorationstätigkeit ausgelöst haben.



Quelle: IEA WEO 2013, Paris 2013 (Erläuterungen im Text)

Die folgende Tabelle zeigt, wo sich die verbliebenen Ölreserven befinden und wer sie kontrolliert. Der Persische Golf (Middle East) ist nach wie vor die wichtigste Ölregion. Lateinamerika hat sich aber an die zweite Stelle geschoben. Auf der anderen Seite stehen die ölarmen Regionen, v.a. Europa.

Fast das gesamte Öl der Welt (80%) wird von Staatskonzernen kontrolliert. Private Ölkonzerne sind zwar überall vertreten, kontrollieren aber außerhalb Nordamerikas und der Nordsee stets nur kleinere Teile der Vorkommen.

Abb.27 Ölreserven und Ölressourcen nach Regionen

Table 3.4 ▶ Remaining technically recoverable oil resources by type and region, end-2014 (billion barrels)

	Conventional resources		Unconventional resources			Total	
	Crude oil	NGLs	EHOB	Kerogen oil	Tight oil	Resources	Proven reserves
OECD	320	150	809	1 016	118	2 414	250
Americas	250	107	806	1 000	83	2 246	233
Europe	60	25	3	4	17	110	12
Asia Oceania	10	18	-	12	18	58	4
Non-OECD	1 908	409	1 068	57	230	3 672	1 456
E. Europe/Eurasia	265	65	552	20	78	980	146
Asia	127	51	3	4	56	242	45
Middle East	951	155	14	30	0	1 150	811
Africa	320	87	2	-	38	447	130
Latin America	244	50	497	3	57	852	325
World	2 228	559	1 878	1 073	347	6 085	1 706

Notes: Proven reserves (which are typically not broken down between conventional/unconventional) are usually defined as discovered volumes having at least 90% probability that they can be extracted profitably. EHOB is extra-heavy oil and bitumen. The IEA databases include NGLs from unconventional reservoirs (i.e. associated with shale gas) outside the United States, assuming similar gas wetness to that seen in the United States, because of the lack of comprehensive assessment; these unconventional NGLs resources are included in conventional NGLs for simplicity.

Sources: IEA databases; BGR (2014); BP (2015); OGI (2014); US DOE/EIA/ARI (2013); USGS (2012a, 2012b).

Quelle: IEA WEO 2015, Paris 2015

3.4 Shale Oil und Fracking

Shale Oil (Schieferöl) ist in aller Munde und soll, so zumindest Presseberichte, eine Ölverknappung und steigende Ölpreise verhindern. Experten warnen jedoch vor zu viel Euphorie und einer Übertragung der Argumente von den anerkanntermaßen großen Schiefergasvorkommen auf Schieferöl.¹³

Zwar wird es in den USA gelingen, die Shale-Oil-Förderung ("LTO" = Light Tight Oil) von derzeit 2 mb/d auf über 4 mb/d zu steigern. Aber nach 2020 werden die attraktiven Bohrstellen knapp. Da die Produktionsmengen der einzelnen Bohrstellen rasch einbrechen, muss ständig an neuen Stellen gebohrt werden. Dieser Wanderzirkus findet sein natürliches Ende, wenn alle rentablen Areale vergeben sind.

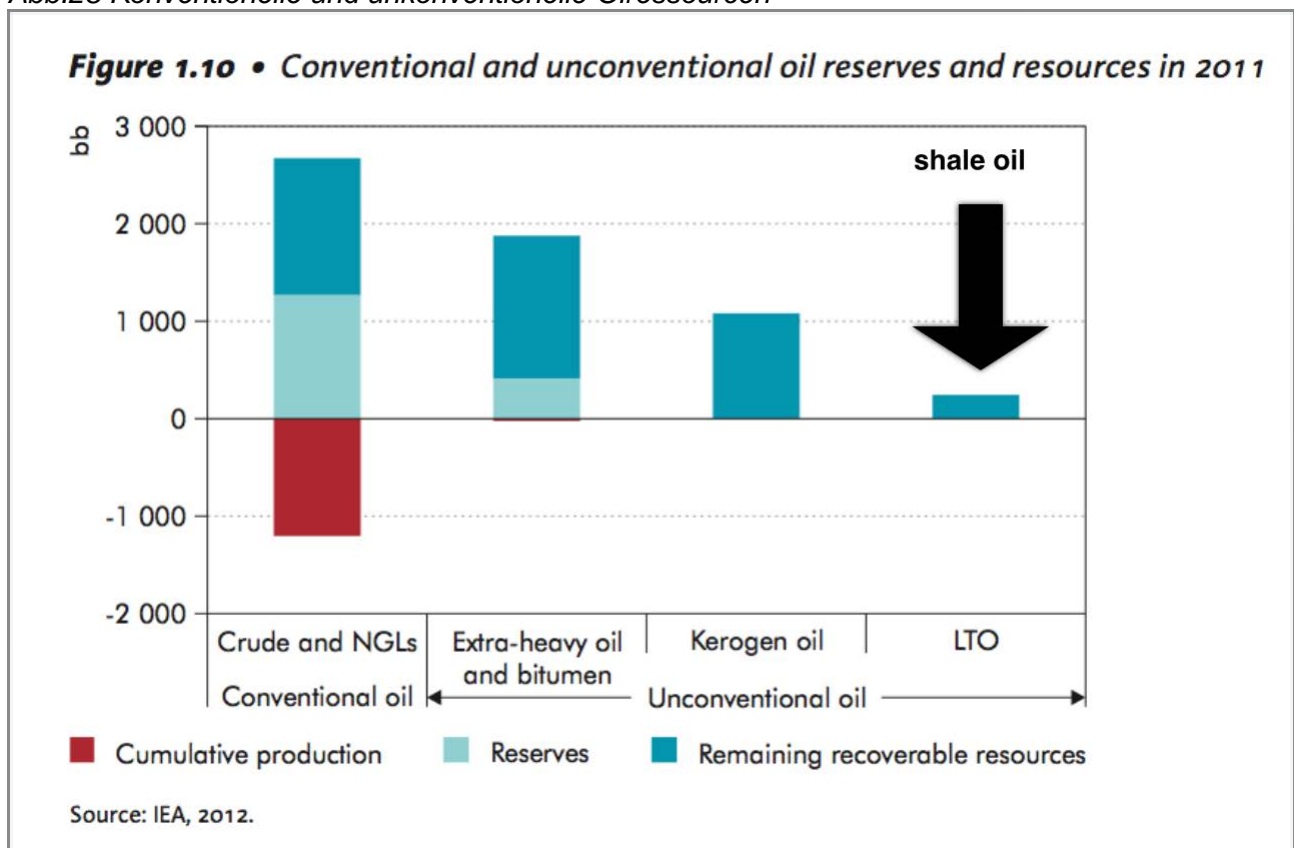
¹³ Vgl. zu den folgenden Ausführungen: EnergyComment: Global Energy Briefing Nr.92, Hamburg 2013

Noch schwerer wiegt, dass es derzeit kaum Aussichten gibt, größere Shale-Oil-Mengen außerhalb der USA zu produzieren. Geologisch, infrastrukturell und ökonomisch finden sich zumindest bis 2035 nur dort die geeigneten Voraussetzungen. Selbst unter den relativ günstigen Bedingungen in Argentinien wird nicht mit nennenswerten Mengen gerechnet.

Der Shale-Oil-Boom wird nach dem derzeitigen Erkenntnisstand schon im kommenden Jahrzehnt seinen Höhepunkt erreichen und dann einbrechen.

Die folgende Abbildung zeigt, dass die Schieferölmengen (Shale Oil) im Vergleich zu konventionellen Ölfeldern, Schwerölvorkommen (Extra-Heavy Oil, Bitumen) und Ölschiefer (Kerogen Oil) gering sind.

Abb.28 Konventionelle und unkonventionelle Ölressourcen



Quelle: IEA: Resources to Reserves 2013, Paris 2013

Unkonventionelles Öl insgesamt, dessen Produktion besonders umweltbelastend ist, wird an Bedeutung gewinnen: Ölsand, Schweröl, CTL (Coal-to-Liquids; Kohleverflüssigung) und GTL (Gas-to-Liquids; Gasverflüssigung) können ihre Produktionsmengen noch über einige Jahrzehnte hinweg ausbauen.

4. Ölstaaten und Ölkonzerne

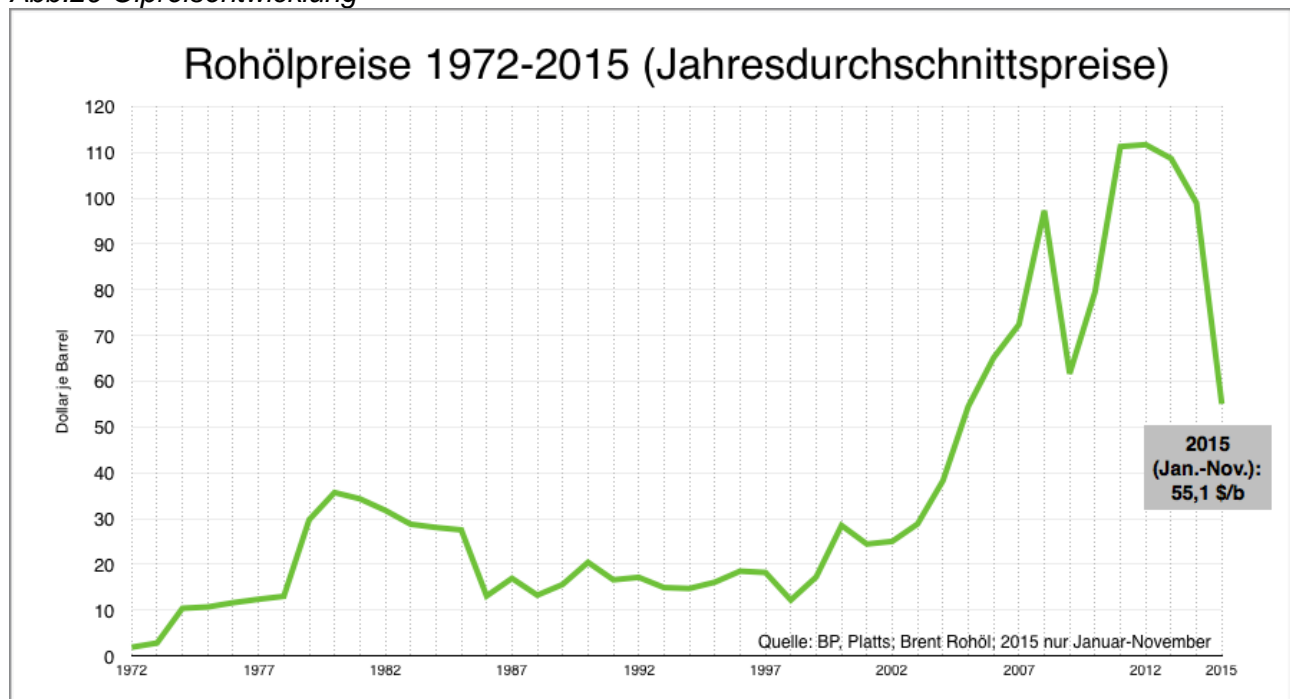
4.1 Ölpreise

Die Rohölpreise sind in den 70er Jahre in großen Schritten von 2 \$/b (Dollar pro Fass) auf heute knapp 110 \$/b gestiegen und dann ab Herbst 2014 auf unter 50 \$/b gesunken. Die Preise stiegen immer dann, wenn das Angebot nicht mehr mit der Nachfrage mithalten konnte (z.B. Anfang 70er Jahre) oder wenn es massive Exportstörungen gab (1973/74 und 1979/1980). Im letzten Jahrzehnt stieg die Ölnachfrage in den Schwellenländern sprunghaft an. Zusätzlich kletterten die Kosten für die Ölförderung, während die Finanzmärkte immer wieder für spekulative Preiswellen sorgten.

Im Jahr 2008 brach der Ölpreis im Zuge der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise ein. Plötzlich gab es ein Überangebot an Öl. Dennoch kletterten die Rohölpreise rasch wieder über 100 \$/b, weil die OPEC (das Förderkartell ölexportierender Staaten) das Ölangebot verknappte.

Aktuell werden die Ölpreise von der rasant zunehmenden Förderung von Shale Oil in den USA und der schrumpfenden Ölnachfrage in den alten Industrieländern gebremst. Da das OPEC-Kartell die Produktion nicht kürzt, sondern um Marktanteile kämpft, fielen die Preise vom Sommer 2014 bis Anfang 2015 auf zeitweise 50 \$/b. Im Jahr 2015 (Jan.-Nov.) liegt der Durchschnittspreis bei 55,1 \$/b (vgl. Kap.6).

Abb.29 Ölpreisentwicklung



Quelle: EnergyComment, BP Statistical Review of World Energy 2014, London 2014

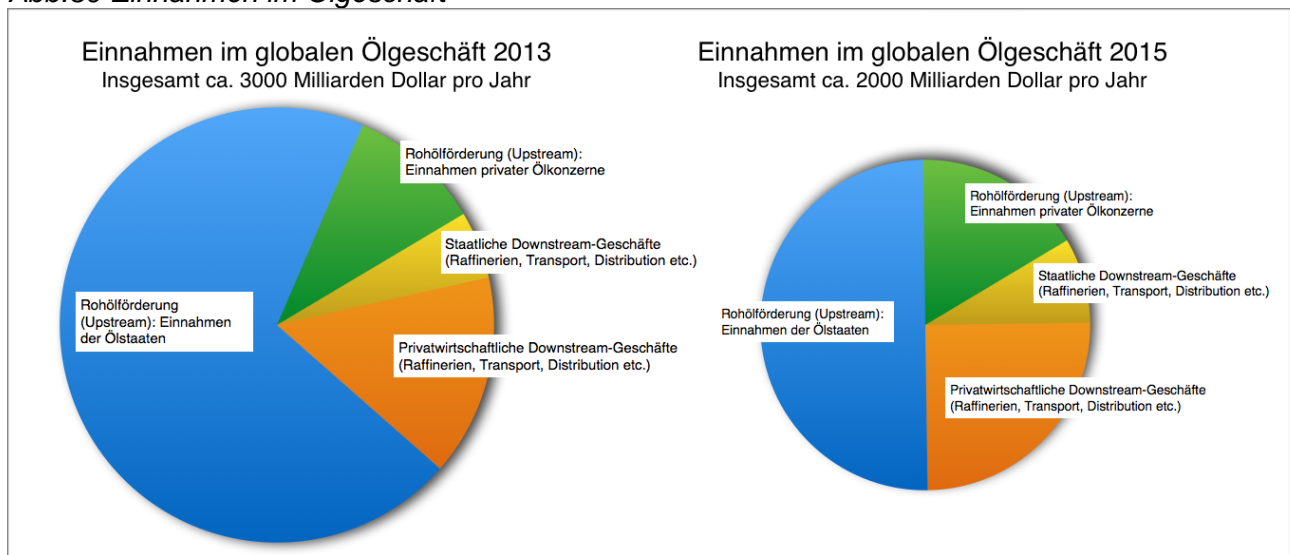
4.2 Der Ölkuchen: 2.000-3.000 Mrd. Dollar pro Jahr

Weltweit werden in den letzten Jahren auf dem Ölmarkt rund 3.000 Milliarden US-Dollar pro Jahr eingenommen. Im laufenden Jahr (2015) dürften es etwa 2.000 Milliarden Dollar werden. Davon bleiben etwa 85 % in den **Förderländern**. Die restlichen 15 % verbucht die Privatwirtschaft, ganz überwiegend die großen integrierten Mineralölkonzerne mit eigenen Tankstellenketten wie z.B. BP/Aral, Exxon/Esso oder Shell.

Die Profite hängen von den Kosten ab. In Saudi-Arabien wird das Fass Öl für weniger als 10 Dollar produziert und im Moment zu 50 Dollar pro Fass verkauft. Allerdings müssen auch die Saudis immer mehr investieren, um die Förderung aufrechtzuhalten.

Die größten **Ölkonzerne** verdienen im Jahr 15-40 Mrd. Dollar vor Steuern. Der größte Teil davon wird bei der Ölförderung eingefahren, der Rest im Raffinerie- und Handelsgeschäft bis hin zur Tankstelle. Die Umsatzrenditen (also Gewinn/Umsatz) sind mit 5-10% eher durchschnittlich. Dafür sind die Kapitalrenditen (Gewinn/Kapitaleinsatz, Return on Investment) normalerweise recht hoch.

Abb.30 Einnahmen im Ölgeschäft



Quelle: EnergyComment; Annäherungswerte

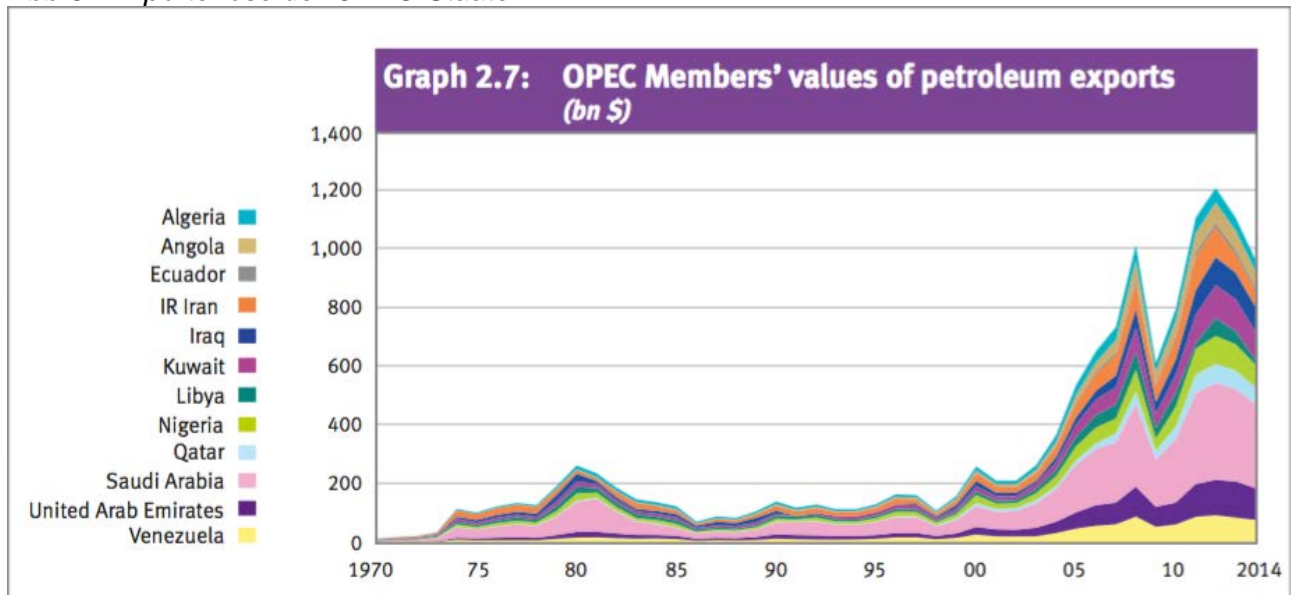
Die teilweise enormen Gewinnspannen machen Öl zum größten Geschäft der Welt: Ein großer Teil des arabischen Raums, Iran, Russland, Teile Westafrikas und Lateinamerikas sowie Staaten im kaspischen Raum finanzieren ihren Staatshaushalt, nicht selten auch ihre innenpolitische Stabilität, durch Petrodollars. Er ist insofern immer auch ein politischer Preis.

4.3 Petrodollars: OPEC und Russland

OPEC

Die Einnahmen der Ölexporteure, die sich im OPEC-Kartell verbündet haben (inklusive Irak), sind in den letzten Jahren von knapp 200 Mrd. Dollar auf über 1.200 Mrd. Dollar gewachsen und dann 2014 auf unter 1.000 Mrd. Dollar gerutscht. Im laufenden Jahr 2015 wird es noch einmal deutlich weniger sein.

Abb.31 Exporterlöse der OPEC-Staaten



Quelle: OPEC: Annual Statistical Bulletin 2015, Wien 2015

Russland

Russland ist nach Saudi-Arabien der zweitgrößte Ölexporteur der Welt. Russische Ölkonzerne wie Rosneft, Lukoil oder Gazpromneft sind weltweit aktiv und gehören zu den größten Unternehmen ihrer Branche. Das Land hängt stark am Tropf der Einnahmen aus fossilen Energieträgern.

Russland hängt weitaus stärker von Ölexporten ab als von seinen Gasexporten. Schwankungen bei den Ölpreisen oder Störungen bei der Ölausfuhr sind weitaus relevanter für die russische Volkswirtschaft und ihren Außenhandel als z.B. Probleme beim Gastransit durch die Ukraine. Öl und Gas zusammen erbrachten im Jahre 2012 Exporteinnahmen von 358 Mrd. US-Dollar.

4.4 Die westlichen Ölkonzerne (Supermajors)

Wie „denkt“ ein Ölkonzern?

Will man das Verhalten von Ölkonzernen verstehen, muss man die Perspektive des Vorstands (Board), seine Handlungsspielräume und seine Handlungszwänge in den Mittelpunkt stellen. Zwei Faktoren beeinflussen seine "Weltsicht" in besonderer Weise:

1. Die Anforderungen der Aktionäre

Die Aktionäre sind die Eigentümer des Konzerns. Sie geben den allgemeinen Handlungsspielraum vor. Von ihnen hängt die Besetzung der Führungspositionen und die allgemeine strategische Ausrichtung des Unternehmens ab.

Ölkonzerne haben Tausende von Aktionären, die über die ganze Welt verstreut sind. Große Vermögensverwalter (z.B. Blackrock), private Fondsgesellschaften und Staatsfonds (z.B. Norwegen, Qatar) verfügen über milliarden schwere Aktienpakete. Sie können über Koalitionen direkten Einfluss auf die Zusammensetzung des Board und damit die strategische Ausrichtung des Ölkonzerns nehmen.

Diesen Investoren ist klar, dass Öl keine Wachstumsbranche ist. Der globale Ölverbrauch wächst um etwa ein Prozent pro Jahr, der Gasverbrauch um zwei bis drei Prozent pro Jahr. Der größte Teil der Upstream-Märkte (Upstream = Förderung von Öl/Gas) ist für private Unternehmen nicht zugänglich. Immer mehr staatliche Konzerne in den ressourcenreichen Staaten übernehmen diese Aufgaben selbst. Zusätzlich kommen immer mehr kapitalstarke Konkurrenten aus den Schwellenländern (China, Indien etc.) auf den Markt und machen den ehemaligen „Seven Sisters“ (Name für die marktbeherrschenden sieben westlichen Ölkonzerne in den 60er Jahren) bzw. ihren Nachfolgern Konkurrenz.

Die Attraktivität der Öllaktien liegt also nicht in steil steigenden Aktienkursen wie bei Technologieunternehmen, sondern in einer **langfristig stabilen Dividende** bei zumindest stabilem Aktienkurs. Am Aktienkurs hängt übrigens auch der Wert der Aktienoptionen für das leitende Management. Sie machen oftmals einen erheblichen Teil der Managementvergütung aus.

Die Dividende wird damit zur "heiligen Kuh", von der das Wohlwollen der Aktionäre, und damit die Jobs der Geschäftsführung abhängt. Sie kann nur unter sehr außergewöhnlichen Umständen (z.B. das BP-Desaster mit der Deepwater Horizon) für kurze Zeit ausgesetzt werden. Ohne Dividende würden die Investoren abspringen, der Aktienkurs bräche ein und die Ölkonzerne wären in einer ernsthaften Krise.

Da Öl- und Gasprojekte sehr langfristig orientiert sind mit einem Zeithorizont von oftmals mehr als 20 Jahren, aber gleichzeitig in einem riskanten Umfeld stattfinden mit unsicheren Rohstoffpreisen, extrem schwankenden Raffineriemargen und unter stark veränderlichen (geo-)politischen Bedingungen (z.B. in Russland), können die Konzerne das Risiko des Einzelprojekts nur durch einen **breiten Portfolioansatz** und **hohe Öl- und Gasreserven neutralisieren**.

2. Das Benchmarking mit anderen Ölkonzernen

Investoren und Branchenanalysten vergleichen permanent die Managementleistung der Ölkonzerne. Shell, BP, ExxonMobil, Chevron und Total stehen ständig im Wettbewerb um Projekte und die Gunst der Anleger.

Dadurch ergibt sich ein gewisser Druck bzw. eine Versuchung für das Management, ähnliche Strategien wie die Konkurrenz zu verfolgen, also z.B. der Trend zu Gas, mehr Investments in Nordamerika, Abbau des Raffinerieparks etc. Starke Abweichungen, zum Beispiel in der Form großer Investments in regenerative Energien, erzeugen einen Rechtfertigungsdruck auf das Management.

In den 70er Jahren gab es Versuche, das Geschäft zu diversifizieren. Exxon wurde z.B. zum Verleger von Gartenbüchern und Betreiber von Baumärkten. Aber die Strategie scheiterte kläglich. Ein kurzer Ausflug Shells in die Forstwirtschaft wurde ebenfalls rasch beendet; ebenso erfolglos und kurzlebig blieb ein Engagement in der Nukleartechnologie (mit Gulf Oil) und in der Kohlewirtschaft.

Es wäre eine Illusion zu erwarten, dass Öl- und Gaskonzerne den Weg in ein regeneratives Zeitalter unterstützen werden. Dazu fehlt nicht nur der Wille, sondern auch die Fähigkeit: Organisatorisch und kulturell sind Shell, BP etc. auf langfristige Großprojekte mit hohem Kapitaleinsatz spezialisiert. Alles andere ist zum Scheitern verurteilt. Daher muss eine postfossile Energiepolitik auf andere Akteure setzen.

3. Ähnliche Strategien

Öl wird knapp - noch nicht für die Verbraucher, aber für die großen westlichen Supermajors wie ExxonMobil, Shell oder Chevron. Der Zugang zum "Easy Oil" der großen Ölfelder an Land ist weitgehend verschlossen (Persischer Golf) oder kommerziell wenig attraktiv (Irak). Die Gewinne fließen (bisher) dank der hohen Ölpreise weiter, aber die Optionen für Projekte mit hohen Renditen schwinden zusehends.

Wie also den notwendigen Cash Flow sichern, der hohe Dividenden und hohe Investitionen ermöglicht? Die Konzerne verfolgten in den letzten Jahren im Prinzip ähnliche Strategien. Alle Firmen sind dank anhaltend hoher Ölpreise hochprofitabel, haben aber etwas unterschiedliche Schwerpunkte.

BP verfolgte zunächst einen rasanten Wachstumskurs und ließ den größeren, aber etwas trägen Rivalen Shell rasch hinter sich. Riesige Tiefwasserprojekte und das Joint-Venture TNK-BP in Russland wurden zu tragenden Säulen. Aber der strikte interne Sparkurs und Großprojekte kollidierten am Ende miteinander: Das Management versagte im Fall Deepwater Horizon und musste auch die "Cash Cow" TNK-BP nach politischem Druck aufgeben. Jetzt gilt "Schrumpfen für Cash", um die Strafzahlungen für die Ölpest und die Dividenden zu finanzieren.

ExxonMobil, der Primus inter Pares, ist ein straff und autoritär geführtes Mammutunternehmen, das bislang mit Abstand die höchsten Renditen unter den Supermajors erreichte. Aber diese Margen sind in Gefahr, da hochprofitable konventionelle Gas- und Ölprojekte immer schwerer zu finden sind. Mit dem teuren Kauf von XTO Energy für 41 Mrd. Dollar setzt ExxonMobil verstärkt auf unkonventionelles Gas in den USA, allerdings um den Preis schrumpfender Renditen.

Shell schlug einen etwas anderen Kurs ein: Früh setzte man auf Erdgas, zuletzt bekräftigt durch den Kauf von BG (britisches Energieunternehmen) von 70 Mrd. Dollar, auf technologielastrige Großprojekte und große konventionelle Projekte (Sachalin/Russland), oder auf die politisch und ökologisch umstrittene Ölförderung in Nigeria. Bei Technologien wie LNG/FLNG¹⁴, GTL¹⁵ und einigen Teersandtechnologien ist Shell heute Technologieführer. Diese Technologieorientierung zeigte sich schon in den 70er/80er Jahren, als Shell frühzeitig in der Nordsee aktiv wurde. Die Offshore-Ölförderung in der unruhigen Nordsee galt damals als die größte technische Herausforderung der Ölbranche.

¹⁴ LNG=Verflüssigung von Erdgas durch starke Abkühlung; FLNG=eine schwimmende, schiffsähnliche LNG-Fabrik

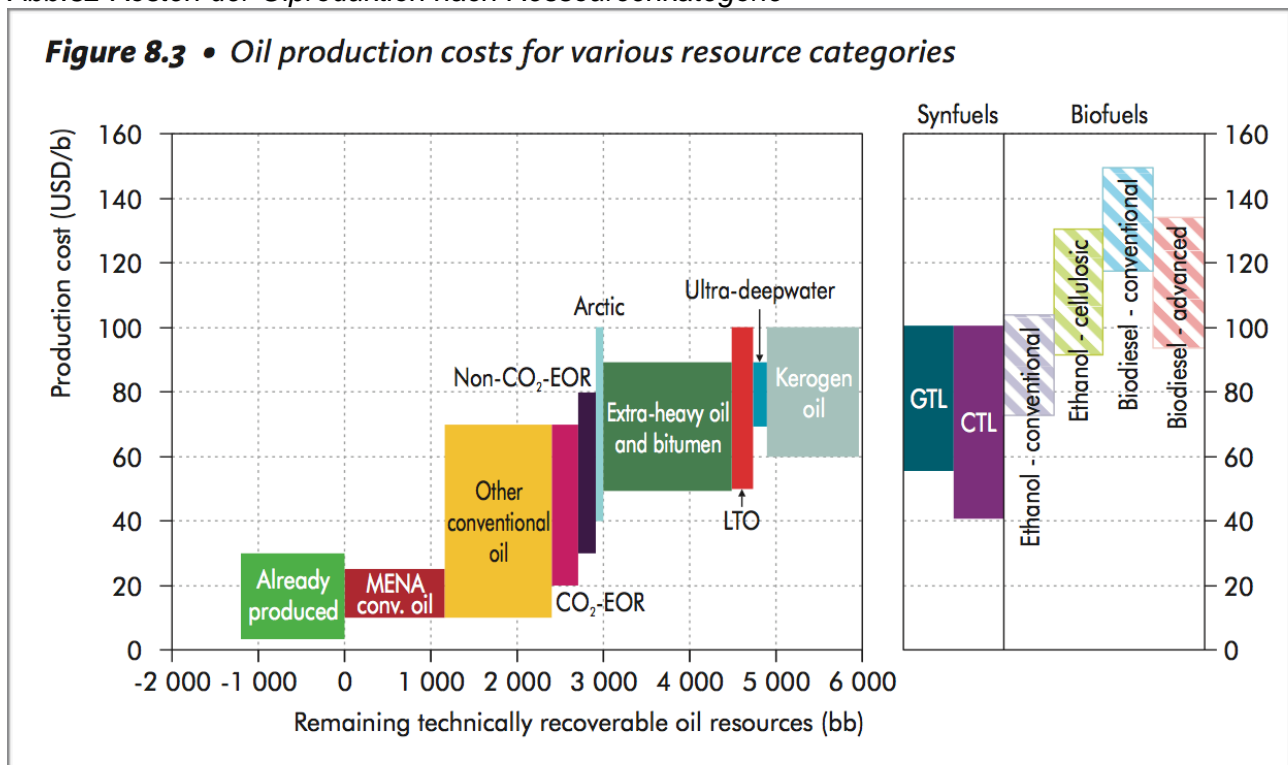
¹⁵ GTL=Gas-to-Liquids, also die technisch aufwendige Konversion von Gas zu Ölprodukten, z.B. synthetischen Kraftstoffen

4.5 Auch die Kosten steigen

Die Kosten der Ölproduktion werden weiter steigen, allerdings nicht dramatisch. Die bisher geförderten Ölmengen (hellgrüne Fläche in der folgenden Abbildung) blieben im Schnitt weit unter 30 \$/b. Die noch verfügbaren konventionellen Ressourcen (rote und gelbe Fläche) bleiben unter 70 \$/b. Die aufwendigen Förderverfahren (Einpressung von CO₂ etc.) bleiben unter 80 \$/b. Das gilt auch für die meisten Ölsand-, Shale-Oil- und Schwerstölvorkommen.

Nur einige unkonventionelle Vorkommen (Arktis, Tiefstwasser) nähern sich dem lange währenden Marktpreis von 110 \$/b. Die Konversionsverfahren (Öl aus Gas/GTL, Öl aus Kohle/CTL) markieren je nach Standort die Kostenspitze und lohnen sich daher in vielen Regionen nicht.

Abb.32 Kosten der Ölproduktion nach Ressourcenkategorie



Quelle: IEA: Resources to Reserves 2013, Paris 2013

Erläuterungen: MENA = Middle East North Africa; EOR = Enhanced Oil Recovery, besonders aufwendige Fördermethoden; LTO = Light Tight Oil (Schieferöl); GTL = Gas-to-Liquids, Konversion von Gas zu Öl; CTL = Coal-to-Liquids, Kohleverflüssigung

Allerdings: Viele Länder am Persischen Golf und in Afrika leben zurzeit von der hohen Differenz zwischen niedrigen Kosten und weitaus höheren Marktpreisen.

Wer investiert in welche Art von Projekten? LTO/Shale Oil ist nach wie vor eine Domäne mittelständischer privater Ölkonzerne. Die Staatskonzerne dominieren hingegen die konventionelle Ölförderung und haben auch bei Tiefwasserprojekten einen großen Marktanteil. Die großen westlichen Ölkonzerne sind in allen Marktsegmenten vertreten, spielen aber nur im Tiefwasser und bei den kapitalintensiven Ölsandprojekten eine größere Rolle.

Die größten westlichen Konzerne arbeiteten 2013 und 2014 noch hochprofitabel, was v.a. auf die hohen Ölpreise zurückzuführen war. Die fünf größten westlichen Ölkonzerne haben im Jahr 2014 zusammen einen Nettogewinn von 91,5 Mrd. Dollar erwirtschaftet. Der Umsatz lag bei 1.623 Mrd. Dollar.

Doch die Lage ist seit Jahresbeginn 2015 schwieriger. Da der Rohölpreis im Jahresdurchschnitt von knapp 100 auf 50 Dollar je Barrel fiel, schrumpften die Upstream-Gewinne (Ölförderung) auf einen Bruchteil früherer Jahre. Lediglich im Downstream-Geschäft (Raffinerien, Tankstellen, Chemie) halten sich die Einnahmen und Renditen auf dem üblichen Niveau.

Abb.33 Kennzahlen: Umsatz und Nettogewinne 2014

Kennzahlen für 2014 in Mrd. Dollar	Umsatz	Nettogewinn*
ExxonMobil	411,9	32,5
Chevron	200,5	19,2
Royal Dutch/Shell	421,1	14,9
Total	236,1	12,8
BP	353,6	12,1
SUMME	1.623,2 Mrd. Dollar	91,5 Mrd. Dollar

*Definition des Nettogewinns schwankt je nach Bilanzierungsart

Quelle: Unternehmensberichte

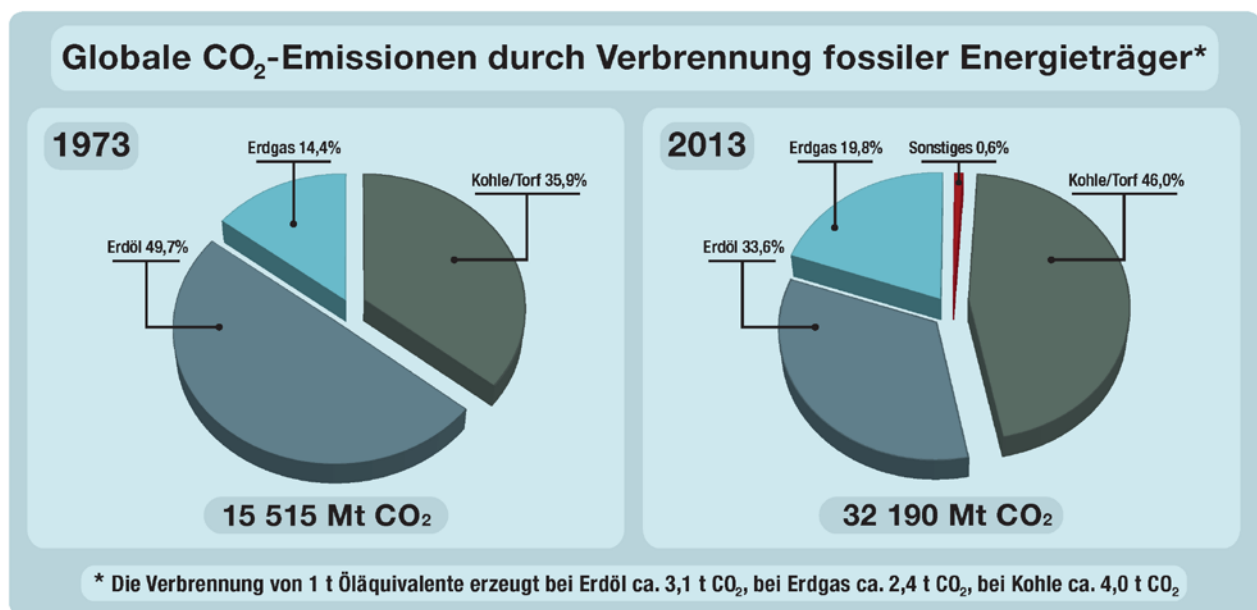
5. Öl: Die Folgen für Umwelt und Klima

5.1 Öl und Treibhausgase

Die Verbrennung von Öl ist nach der Kohle die zweitgrößte Quelle für die globalen CO₂-Emissionen. Der Ölverbrauch trägt also erheblich zum Klimawandel bei.

Anfang der 70er Jahre (vgl. Schaubild) lag der Anteil des Öls an den CO₂-Emissionen im Energiesektor bei 49,7% bzw. 7,7 Mrd. Tonnen CO₂. Bis 2013 sank der Anteil zwar auf 33,6%, aber die absoluten Mengen stiegen weiter an auf 10,8 Mrd. Tonnen CO₂.

Abb. 33a Globale CO₂-Emissionen durch Verbrennung fossiler Energieträger¹⁶



4 „Other“ includes industrial waste and non-renewable municipal waste.

Quelle: IEA: Key World Energy Statistics 2015, Paris 2015

Das Aufheizen des Klimas, mit verursacht durch das Verbrennen von Öl, sorgt unter anderem für den Rückgang des arktischen Eises. Dadurch werden bisher für die Ölindustrie unerreichbare Gebiete im hohen Norden für die Erkundung und Ausbeutung der Öl- und Gasreserven zugänglich, auch wenn der niedrige Ölpreise solche Initiativen im Moment bremst. Ihr Abbau und Verbrauch heizt dann wiederum den Klimawandel an.

¹⁶ Die Verbrennung von 1 Tonne Öläquivalente erzeugt bei Erdöl ca. 3,1 Tonnen CO₂, bei Erdgas ca, 2,4 t CO₂, bei Kohle ca. 4,0 t CO₂.

5.2 Going Dirty - Problematische Branchentrends

Kostendruck - höheres Risiko

Der Trend zu niedrigeren Renditen im Öl- und Gasgeschäft ist nicht aufzuhalten. Die Firmen versuchen, bei aller Unterschiedlichkeit in der Sicherheitsphilosophie, mit riskanten Großprojekten und mit strikter Kostenkontrolle gegenzuhalten. Langfristig interessante Investments werden ungeachtet der Umwelt- oder Klimabilanz ausgebaut. Ältere Ölfelder mit hoher Umweltbelastung und starker Abfackelung von Gas werden weiter betrieben. Fracking wird intensiviert, auch wenn die Umweltfolgen unklar sind. Personal wird, wo immer möglich, eingespart.

Störfälle, Lecks und Unfälle sind damit vorprogrammiert. Doch daraus folgenden Rechtsstreitigkeiten können in fast allen Ländern der Welt in die Länge gezogen werden. Strafen oder Vergleichszahlungen - wenn es überhaupt so weit kommt - fallen bei Unfällen oder Umweltschäden im Gesamtkontext fast immer extrem gering aus. Aus Konzernsicht ist eine solche Strategie der Kostenkontrolle also mit geringen Risiken verbunden. Man versucht alte Anlagen mit begrenzter Lebensdauer wie in Nigeria (Onshore) oder der Nordsee (Offshore) so lange wie noch möglich profitabel zu nutzen.

Going Home = Going Dirty

Oftmals haben die Ölkonzerne die Wahl zwischen technologisch schwierigen und riskanten Projekten in *stabiler* politischer Umgebung - oder aber technologisch einfacheren Projekten, die aber dafür in einem *riskanten* politischen Umfeld stattfinden.

Der zweite Weg wird allerdings immer schwieriger: Die attraktiven Riesenfelder am Persischen Golf oder in Russland werden heutzutage fast ausschließlich von Staatskonzernen erschlossen. Wenn ausländische Firmen zugelassen werden, wie im Irak, dann wird ihre Rolle oftmals auf die eines Dienstleisters beschränkt, der nur geringe Renditen erzielen kann (z.B. Irak mit 1-2 \$/b Nettoprofit). Oder sie werden Juniorpartner in einem unvorhersehbaren politischen Umfeld (z.B. Russland).

In den letzten Jahren wurden die alten Industrieländer, insbesondere USA, Kanada und Australien für Öl- und Gasprojekte deshalb wieder attraktiv. Sie bieten stabile politische Verhältnisse sowie attraktive Steuersätze. Tatsächlich müssen die Konzerne z.B. in den USA weitaus weniger Steuern und Abgaben zahlen als z.B. in Nigeria oder Angola. Diese Rückkehr ist jedoch nur möglich, weil in den letzten Jahren neue Technologien und Organisationsformen entstanden sind: Für die profitable Erschließung von Shale Gas und Shale Oil in den USA, für Tiefwasservorkommen, für kanadische Ölsande und für LNG-Terminals (Erdgas-Verflüssigungsanlagen, die den internationalen Gastransport per Tanker ermöglichen).

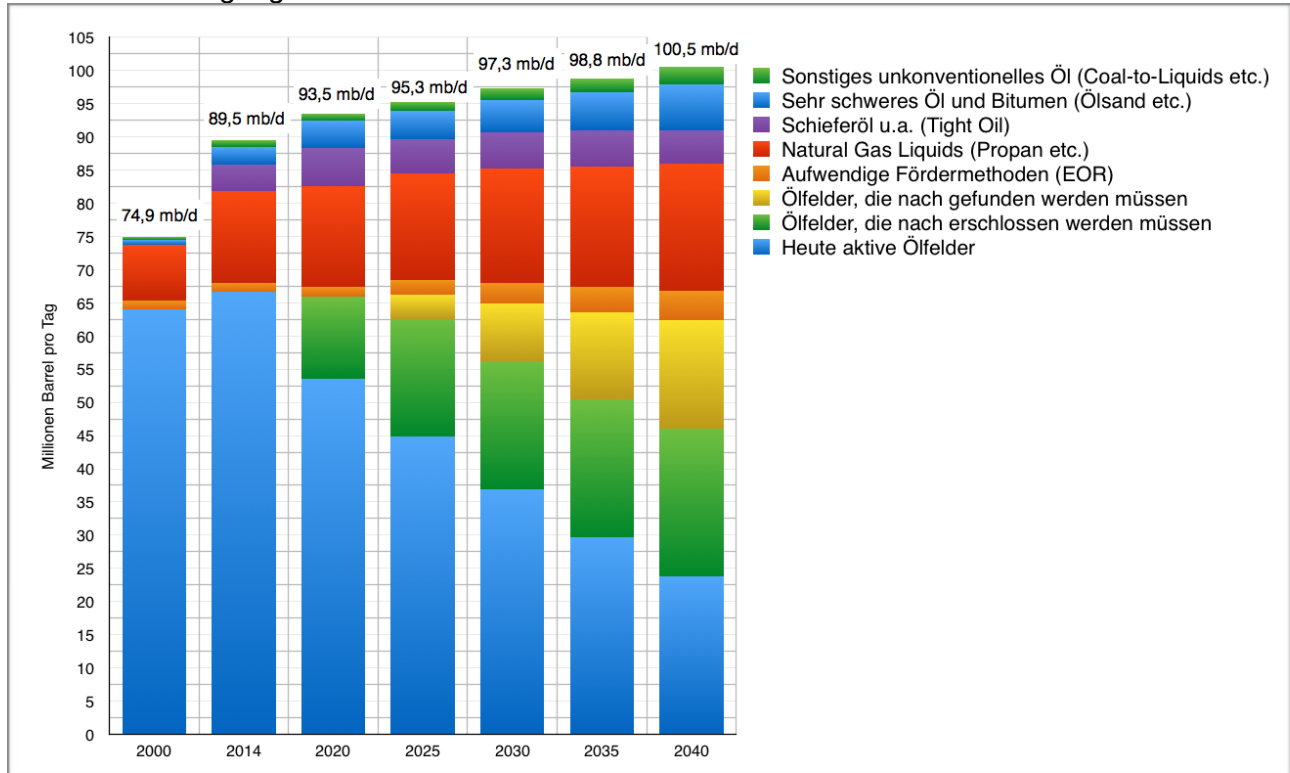
Jedes Projekt für sich genommen birgt Risiken, aber da das Portfolio breit und diversifiziert ist, gehen die Konzerne insgesamt überschaubare Risiken ein, falls ein Einzelprojekt scheitern sollte:

- **Arktische** Projekte mit hohen Umwelt- und Renditerisiken
- **Teersandprojekte** mit hohem Energie- und Ressourcenverbrauch
- **GTL-Anlagen** (Gas-to-Liquids) mit enormen Energieverlusten
- **LNG-Terminals** mit beträchtlichen Energieverlusten
- **Tiefseeprojekte** mit hohen Unfallrisiken
- **Schiefergas** mit problematischem Ressourcenverbrauch und Umweltrisiken durch Fracking
- **Schieferöl (Light Tight Oil)**, ebenfalls mit problematischem Ressourcenverbrauch und Umweltrisiken durch Fracking

Das „normale“ große Ölfeld, das die Ölbranche noch in den 80er Jahren prägte, gehört immer mehr der Vergangenheit an. Schweres Öl, saures Öl, High-Pressure Tiefwasserbohrungen, Fracking von Schieferöl und Ölsande prägen immer mehr das Bild.

Das folgende Schaubild zeigt, dass konventionelles, „normales“ Erdöl deutlich langsamer zulegt als unkonventionelles Öl. Dazu gehört Ölsand (Extra-heavy Oil/Bitumen) ebenso wie Schieferöl (Tight Oil).

Abb.34 Ölversorgung bis 2040: Konventionelles und Unkonventionelles Öl



Quelle: EnergyComment (Datenquelle: IEA WEO 2015, Paris 2015)

5.3 Umwelt- und Klimabelastungen im „Normalbetrieb“

In den folgenden Abschnitten wird anhand offizieller Dokumente des Ölmultis **Shell** (Royal Dutch/Shell) ein Überblick über die Umwelt- und Klimabelastungen durch die normale Geschäftstätigkeit im Jahr 2014 gegeben. Da sich die Aktivitäten der großen Ölkonzerne ähneln, ist die folgende Bilanz durchaus auch für andere Ölmultis typisch.

a) CO₂-Emissionen

Die direkten CO₂-Emissionen des Shell-Konzerns lagen 2014 bei 76 Mio. t CO₂. Hinzu kommen 10 Mio. t indirekter Ursprungs. Unter indirekten CO₂-Emissionen werden vor allem die Klimabelastungen verstanden, die bei der Erzeugung von *zugekauftem* Strom, Wärme oder Dampf entstehen.

Der GHG-Ausstoß durch Shells Produkte (also z.B. Verbrennung von Benzin in Motoren oder Erdgas in Kraftwerken) lag 2014 noch weitaus höher bei etwa **600 Mio. t**.¹⁷

¹⁷ Shell: Royal Dutch Shell Sustainability Report 2014, London 2015

Abb.35 Emissionen und andere Umweltschäden durch den Shell-Konzern 2005-2014

Environmental data	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Greenhouse gas emissions (GHGs)										
Direct total GHGs (million tonnes CO ₂ equivalent) [A]	76	73	72	74	76	69	75	82	88	93
Carbon dioxide (CO ₂) (million tonnes)	73	71	69	71	72	66	72	79	85	89
Methane (CH ₄) (thousand tonnes)	126	120	93	133	128	127	126	119	124	173
Nitrous oxide (N ₂ O) (thousand tonnes)	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Hydrofluorocarbons (HFCs) (tonnes)	16	17	23	22	23	25	23	28	24	20
Energy indirect total GHGs (million tonnes CO ₂ equivalent)	10	10	9	10	9	9	n/c	n/c	n/c	n/c
Flaring										
Flaring (Upstream) (million tonnes CO ₂ equivalent)	13.0	7.4	7.7	10.0	10.4	7.8	8.8	9.7	14.3	20.8
Flaring (Upstream) (million tonnes hydrocarbon flared)	3.8	2.1	2.3	3.4	3.6	2.6	2.8	3.4	4.8	7.0
Nigeria [B]	1.3	1.1	1.5	2.0	2.4	1.9	2.3	2.5	3.7	5.8
Rest of world [C]	2.5	1.0	0.8	1.4	1.2	0.7	0.5	0.9	1.1	1.2
Energy intensity										
Upstream excl. oil sands and GTL (gigajoules per tonne production) [D]	0.87	0.89	0.83	0.75	0.74	0.76	0.74	0.78	0.78	0.71
Oil sands (gigajoules per tonne production) [E]	6.3	6.5	6.6	6.4	6.8	6.6	6.4	5.7	5.3	5.2
Refineries: Refinery Energy Index [F]	94.9	95.6	98.4	100.8	101.8	102.2	98.9	98.6	98.4	98.0
Chemical plants: Chemicals Energy Index	90.3	89.8	91.7	90.8	89.3	92.0	93.0	92.6	92.5	95.8
Acid gases and VOCs										
Sulphur oxides (SO _x) (thousand tonnes SO ₂)	97	99	113	136	139	141	175	212	233	226
Nitrogen oxides (NO _x) (thousand tonnes NO ₂)	146	156	147	146	159	142	150	145	154	157
Volatile organic compounds (VOCs) (thousand tonnes)	151	89	89	129	147	126	130	148	185	199
Ozone-depleting emissions										
CFCs/halons/trichloroethane (tonnes)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.4	0.6	0.3	0.8
Hydrochlorofluorocarbons (HCFCs) (tonnes)	6	8	8	12	21	24	26	27	35	35
Spills and discharges [G] [H]										
Sabotage spills – volume (thousand tonnes) [I]	2.7	2.2	3.3	1.6	3.0	14.0	6.5	3.4	1.9	1.5
Sabotage spills – number [I]	139	157	137	118	112	95	115	197	123	111
Operational spills – volume (thousand tonnes) [J]	0.7	0.9	2.1	6.0	2.9	1.4	8.8	3.5	3.9	3.4
Nigeria	0.3	0.4	0.2	5.3	0.7	0.3	7.1	1.6	1.4	0.1
Rest of world	0.4	0.5	1.9	0.7	2.2	1.1	1.7	1.9	2.5	3.3
Operational spills – number [K]	153	174	207	211	195	275	275	392	465	560
Nigeria [L]	38	31	37	64	32	37	42	52	41	63
Rest of world	115	143	170	147	163	238	233	340	424	497
Hurricane spills – volume (thousand tonnes)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9
Oil in effluents to surface environment (thousand tonnes)	0.9	1.0	1.0	1.3	1.6	1.5	1.7	1.6	1.8	2.3
Water										
Fresh water withdrawn (million cubic metres)	199	198	203	209	202	198	224	235	n/c	n/c
Waste disposal										
Hazardous (thousand tonnes)	529	770	820	740	1,048	962	688	907	716	631
Non-hazardous (thousand tonnes)	1,674	2,065	2,295	1,850	1,079	1,139	996	1,899	1,154	632
Total waste (thousand tonnes) [M]	2,203	2,835	3,115	2,590	2,127	2,101	1,684	2,806	1,870	1,263

Quelle: <http://reports.shell.com/sustainability-report/2014/our-performance/environmental-data.html?cat=b>
 Erläuterungen: [A] Greenhouse gas emissions comprise carbon dioxide, methane, nitrous oxide, hydrofluorocarbons, perfluorocarbons and sulphur hexafluoride. The data are calculated using locally regulated methods where they exist. Where there is no locally regulated method, the data are calculated using the 2009 API Compendium, which is the recognised industry standard under the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. There are inherent limitations to the accuracy of such data. Oil and gas industry guidelines

(IPIECA/API/IOGP) indicate that a number of sources of uncertainty can contribute to the overall uncertainty of a corporate emissions inventory.

[B] Nigeria includes SPDC onshore operations (1.2 million tonnes flared in 2014) and SNEPCo offshore operations (0.01 million tonnes flared in 2014). [C] Flaring from the Majnoon field in Iraq and from Malaysia amounted to 1.4 and 0.4 million tonnes of hydrocarbons respectively in 2014.

[D] Since 2012 data is prepared in accordance with IPIECA/API/IOGP guidance 2010. Data for prior years is not directly comparable.

[E] The data includes mining and upgrading operations. It does not include in-situ production.

[F] Data is indexed to 2002, based on Solomon Associates Energy Intensity Index 2006 methodology.

[G] All spill volumes and numbers are for spills over 100 kilograms.

[H] As of the end of March 2015, there were three spills under investigation in Nigeria that may result in adjustments, which took place prior to 2014.

[I] All sabotage- and theft-related spills have occurred in Nigeria except in 2007 (0.7 thousand tonnes outside Nigeria) and 2006 (0.6 thousand tonnes outside Nigeria).

[J] Nigeria includes SPDC onshore operations and SNEPCo offshore operations. A single spill at the Bonga field offshore Nigeria amounted to 4.8 thousand tonnes in 2011. [K] The number of operational spills reported for 2005 contains a small number of hurricane spills.

[L] Nigeria includes SPDC onshore operations (37 operational spills in 2014) and SNEPCo offshore operations (1 operational spill in 2014).

[M] In 2014, we sent waste offsite for recycling or reuse, or sold close to 500 thousand tonnes of material that would otherwise have been disposed of as waste. n/c = not calculated.

b) Gas-Flaring (Abfackelung) (Shell)

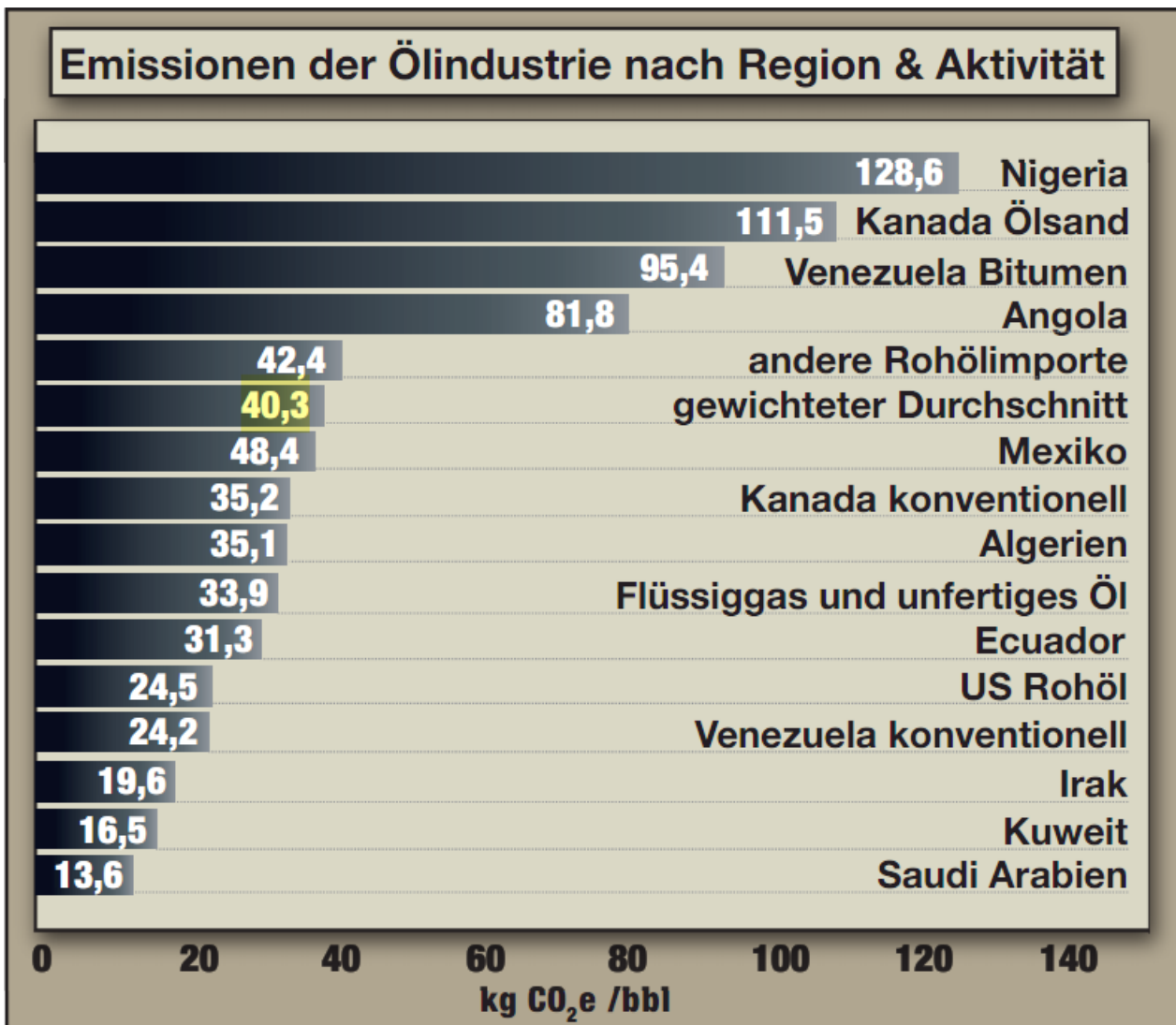
Das Flaring (Abfackeln) von Erdgas stellt neben den direkten CO₂-Emissionen eine weitere starke Klimabelastung durch den Shell-Konzern dar.

Ein Teil des Flaring geschieht bei der Erschließung neuer Felder, also v.a. aus Sicherheitsgründen. Die übrigen Gasmengen werden abgefackelt, weil keine Anlagen zur Weiterverwendung des Gases bereitstehen. Etwa die Hälfte dieses "continuous flaring" von Shell findet in Nigeria statt.

Die Abfackelung von Erdgas im Zusammenhang mit der Erdölförderung lag 2014 nach Shell-Angaben bei 3,8 Mio. t Kohlenwasserstoffäquivalenten, der höchste Wert seit 2006 (vgl. Tabelle oben).

Eine etwas ältere Übersicht zeigt, dass die konventionelle Ölförderung in Nigeria vor wenigen Jahren sogar höhere CO₂-Emissionen verursachte als kanadische Teersande, weil ein großer Teil des mitgeförderten Gases abgefackelt wurde.

Abb.36 Emissionen der Ölindustrie nach Region und Aktivität



Quelle: Shell's Big Dirty Secret, September 2009, Friends of the Earth and Oil Change International,

<http://www.foei.org/en/resources/publications/pdfs/2009/shells-big-dirty-secret/view>

c) Energieverbrauch¹⁸

Die Aktivitäten im Shell-Konzern reichen von konventioneller Ölförderung über Ölsandproduktion bis zu Öltraffinerien und petrochemischen Fabriken. Ihre Energiebilanz differiert sehr stark.

(1) Konventionelle Öl-/Gasförderung: Hier wurden 2014 0,87 GJ (Gigajoule) Energie eingesetzt, um eine Tonne Öl/Gas zu produzieren. Dieser Aufwand steigt seit einigen Jahren.

(2) Im Ölsandgeschäft ist der Energieverbrauch **7-8fach höher** als bei der "normalen" Öl/Gas-Förderung. Bei der Produktion von Ölsand gehen etwa 15% der Energie wegen der aufwendigen Produktionsverfahren verloren.

¹⁸ Quelle siehe Abbildung oben.

Technisch werden die großen Ölsandminen immer mehr von der sog. In-situ-Produktion abgelöst. Hier können die Ölsande nicht im Tagebau in einer Ölsandmine abgebaut werden, da sie zu tief liegen. Das Verfahren ähnelt eher bestimmten Varianten der EOR (Enhanced Oil Recovery): Das Gestein wird mit heißem Dampf erhitzt. Die Energiequelle dafür ist zumeist Erdgas. Das Bitumen wird dadurch weniger zähflüssig und kann nach einigen Tagen oder Wochen abgepumpt werden. Dann beginnt die nächste Erhitzung. Hier liegt der Energieeinsatz je Barrel Öl sogar **noch einmal deutlich über den Ölsandminen**. Langfristig dürfte sich der Anteil der in-situ Förderung gegenüber den Ölsandminen erhöhen, nicht zuletzt, weil der Kapitaleinsatz für die Firmen geringer ist.

(3) Auch **GTL-Anlagen** erfordern einen sehr hohen Energieeinsatz, um flüssige Kraftstoffe aus Erdgas herzustellen (siehe voriges Kapitel). Er wird bei Shell allerdings nicht gesondert ausgewiesen.

(4) Die Werte der Raffinerien und der Petrochemie werden nur als Indizes angegeben. Allerdings lässt sich generell sagen, dass der **Energieverbrauch für 1 Tonne Produkt in der Petrochemie etwa doppelt so hoch** ist wie in Raffinerien. Der Energieverbrauch der Raffinerien ist wiederum um ein **Mehrfaches** höher als der Energieeinsatz im Upstream-Sektor, also bei der Erschließung und Ausbeutung von Öl- oder Erdgasfeldern.

Der Energieverbrauch bei der Förderung/Produktion von 1 Barrel Öl steigt also seit ein paar Jahren wieder an.

d) Ölverschmutzungen (Oil Spills & Effluents)

Shell erfasst nur Vorfälle, bei denen über 100 kg Öl/Ölprodukte in die Umwelt gelangen, was angesichts der starken Umweltschädigung z.B. durch Rohöl oder Heavy Fuel Oil in Süßwasser oder an Land eine zu hohe Schwelle darstellt.

Die **Anzahl** der Verschmutzungen (>100kg) ist nach wie vor sehr hoch. 2014 gab es nach offiziellen Angaben von Shell 139 Oil Spills durch Sabotage und 153 Spills während der üblichen operativen Tätigkeiten. Diese zweite Kategorie bezeichnet Ölmengen, die im Wasser/Öl-Gemisch bei "normalen" operativen Tätigkeiten in die Umwelt gelangen. Das geschieht zum einen in Raffinerien und zum anderen bei der Ölförderung, wenn z.B. in älteren Feldern der Wasseranteil der Fördermengen immer höher steigt und das Öl nicht vollständig aus dem Wasser extrahiert wird.

Es gibt also **allein bei Shell** praktisch einen größeren Ölunfall **pro Tag** (!). Die ins Erdreich oder ins Meer ausgelaufenen Ölmengen lagen bei Shell im Jahr 2014 bei **3400 Tonnen**.

e) Müll

Shell erzeugt enorme Mengen an Sondermüll (fest und flüssig). 2014 waren es 529.000 Tonnen. Auch normaler Müll (fest und flüssig) fällt in riesigen Mengen an: 2014 waren es 1,7 Mio. Tonnen.

5.4 Auswahl großer Ölunfälle weltweit¹⁹

Seit Beginn des Ölzeitalters ereignete sich eine unübersehbare Zahl von Ölunfällen und Ölverschmutzungen. Immer wieder kam und kommt es zu schweren Unfällen, bei denen Menschen ihr Leben verlieren und Öl austritt. Die wenigsten dieser Unfälle finden den Weg in die Öffentlichkeit. Nur große, gut dokumentierte Katastrophen, wie der Untergang der *Deepwater Horizon* im April 2010, finden entsprechenden Widerhall in den Medien. Nur wenige Monate zuvor hat in der Timorsee nahe Australien ein ähnliches Unglück stattgefunden, wurde hingegen von der Öffentlichkeit kaum registriert.

Öl im Meer zu finden und zu fördern, stellt eine besonders riskante Herausforderung für Technik und Mensch dar. Es begann mit bescheidenen Mitteln vor fast 100 Jahren in flachen Küstengewässern vor Venezuela, Aserbeidschan und der amerikanischen Golfküste. Mittlerweile wird insbesondere der Golf von Mexiko von Tausenden von Ölförderanlagen und ihrer Infrastruktur durchzogen. Es wird in Wassertiefen bis 3.000m gebohrt und dann nochmals mehrere Kilometer tiefer im Meeresboden. Der extreme Druck und das starke Temperaturgefälle zwischen dem heißen Öl und dem kalten Wasser beanspruchen Material und Management bis an die Grenzen ihrer Leistungsfähigkeit.

Offshore-Plattformen, Pipelines, Ölfrachtzüge, Ölterminals, Raffinerien, Förderanlagen an Land - überall kam es bereits zu Katastrophen. Die folgende Übersicht kann daher nur einige der bekanntesten Ölunfälle auflisten.

Abb.37 Liste großer Ölunfälle (Quellen vgl. Fußnote)

	Jahr	Ort	Ausgelaufene Menge in Fass (b)	Anmerkung
Offshore Plattformen				
Plattform Alpha Well A-21	1969	Santa Barbara Channel, Kalifornien	80.000	elftägiger Blowout, allerdings noch monatelang Leckage
Ekofisk Bravo	1977	Nordsee	200.000	achtetägiger Blowout von Öl & Gas, Ursache: menschliches Versagen

¹⁹ Quellen für dieses Unterkapitel sind: GREENPEACE EV: *Offshoretour: Chronik der Tankerunfälle : Alles auf Öl gebaut.* http://archiv.greenpeace.de/GP_DOK_3P/BRENNPUN/F9807C.HTM; INTERTANKO: *Annual Report and Review 2001 : Tanker Facts 2002.* http://www.intertanko.com/about/annualreports/2001/2_8.html; ENVIRONMENT CANADA: *Tanker Spills database.* http://www.etcentre.org/cgi-win/TankerSpill_e.exe?Path=Website\river\; ETKIN, D.S. 1999: *Historical overview of oil spills from all sources (1960-1998)*; PROCEEDINGS OF THE 1999 INTERNATIONAL OIL SPILL CONFERENCE: pp.1,097-1,102 http://www.environmental-research.com/site_files_base/publications/content_pdf/spill_statistics/paper1.pdf THINKQUEST: *Largest Oil Spills.*; http://library.thinkquest.org/26026/Statistics/largest_oil_spills.html; BRITISH MARINE LIFE STUDY SOCIETY: *Major British Oil Spills at Sea.* <http://ourworld.compuserve.com/homepages/BMLSS/oilspill1.htm>; AUSTRALIAN MARITIME SAFETY AUTHORITY: *Major Oil Spills in Australia.* <http://www.amsa.gov.au/me/edu/oilspillsum.htm>; Marie GARDNER: *Petroleum Pollution : The Argo Merchant.* <http://people.cornellcollege.edu/m-gardner/next12.htm>; RESEARCH SYSTEMS, INC: *IDL Application Helps Coast Guard Identify and Track Oil Spills in the Mediterranean Sea.* http://www.rsinc.com/AppProfile/idl_es_oilspill.cfm; EnergyComment Hamburg; Eigene Recherche bzw. Zusammenstellung von Greenpeace Deutschland, nach Oil Rig Disasters, "Usumacinta Jack-up Fire" [online:]; <http://www.oilrigdisasters.co.uk/> Eine umfangreichere Liste von Plattformunglücken ist zu finden unter: <http://www.oilrigdisasters.co.uk/>.

	Jahr	Ort	Ausgelaufene Menge in Fass (b)	Anmerkung
Ixtoc	1979	Bahia de Campeche, Golf von Mexiko	3.500.000	unkontrollierter Blowout über 9 Monate
Hasbah Platform Well 6 / Ron Tappmeyer Jack-up	1980	Persischer Golf	100.000	achtägiger Blowout, als eine Schwefelwasserstoff-Blase getroffen worden war
Funiwa No. 5 Well	1980	Niger Delta	400.000	zweiwöchiger Blowout, später Feuer
Platform No. 3 well	1983	Persischer Golf, Nowruz Feld	2.000.000	Während des Iran-Irak-Krieges
Platform No. 3 Well	1983	Persischer Golf, Nowruz Feld	ca. 2.000.000	Krieg Iran/Irak
Enchova Central / PCE-1	1984 1988	Enchova Feld, Brasilien		2 Blowouts, Feuer, Plattformen sinken
Abkatun 91	1986	Golf von Mexico, Bahia de Campeche	247.000	
311 A Bourbon	1987	Golf von Mexiko, Mississippi Canyon		Unterwasser-Blowout führt zu Kippen der Plattform
Piper Alpha	1988	Nordsee	gering	die größte Opferzahl
Sleipner A	1991	Nordsee		Designfehler, Zusammenbruch
P36 Plattform (Petrobras)	2001	Südatlantik (vor Brasilien)	2000	Riesenplattform sinkt durch Design- und Managementfehler
Statfjord	2007	Nordsee	22.000	Beim Verladen auf Tanker
West Atlas	2009	Montara, Timorsee	200.000	nur wenige Monate vor Deepwater Horizon

	Jahr	Ort	Ausgelaufene Menge in Fass (b)	Anmerkung
Jebel al-Zayt Plattform	2010	Rotes Meer	groß; genaue Menge wurde nicht ermittelt	Leck
Deepwater Horizon	2010	Macondo, Golf von Mexiko	4.900.000	Größte Offshore-Verschmutzung aller Zeiten
Bonga Field	2011	Nigeria	über 40.000 (umstritten)	Unfall bei Beladung eines Tankers an einer Offshore-Plattform (Shell)
An Land				
Lakeview Gusher	1911	Kalifornien	9.000.000	Unkontrollierter Blowout an Land
Mingbulak	1992	Uzbekistan	2.000.000	Unkontrollierter Blowout an Land
Trans-Alaska Pipeline	2001	Alaska, USA	6000 Barrel	Betrunkener schießt auf Pipeline
Xingang Harbour (CNPC)	2010	Dalian (China)	umstritten; 10.000 bis mehrere 100.000 Barrel	Pipeline, Leck; Verschmutzung der Meeresbucht
Talmadge Creek Pipeline	2010	USA	ca. 25.000 Barrel (in Fluss)	Pipeline, Leck
Trans-Alaska Pipeline	2010	Alaska, USA	mehrere Tausend Barrel	Pipeline, Lecks wegen Materialmängel
North Dakota Pipeline Spill	2013	Tioga N.D., USA	20.600 Barrel	Pipeline, Korrosionsschäden
North Dakota Train Crash	2013	Casselton N.D., USA	ca. 18.000 Barrel	Zugentgleisung; Großfeuer
Lac-Mégantic Zugunglück	2013	Lac-Mégantic, Kanada	ca. 40.000 Barrel	Zugentgleisung; Großfeuer; 45 Tote
Guarapiche Oil Spill	2012	Maturin, Venezuela	bis zu 60.000 Barrel	Defekte Pipeline

	Jahr	Ort	Ausgelaufene Menge in Fass (b)	Anmerkung
Eilat-Ashkelon Pipeline Spill	2014	Eilat, Israel	über 10.000 Barrel	Pipeline, Leck
Yellowstone River Oil Spill	2015	Glendive, USA	umstritten; mehrere Tausend Barrel	Pipeline, Leck
PAAP Refugio Pipeline	2015	Kalifornien	2.500	Defekte Pipeline
Nexen Pipeline (Long Lake)	2015	Alberta, Kanada	31.500	Defekte Pipelines (Bitumen-Sand-Gemisch)
Sonderfall Kuwait				
Kuwaitkrieg - Ölfeldsabotage durch irakische Truppen	1991	Kuweit	500-2.000 Millionen Barrel (kein Schreibfehler!)	Größter Teil verbrannte, aber Rest floss in Ölseen und im Persischen Golf (siehe nächste Zeilen)
davon in Ölseen			37.500.000	Mittelwert der Schätzungen
davon in den Persischen Golf			7.000.000	Mittelwert der Schätzungen
Sonderfall Niger-Delta				
Niger-Delta	70er Jahre bis heute	Nigeria	mehrere Millionen Barrel	Zahlreiche Pipelinelecks im Nigerdelta, v.a. durch Anschläge, Diebstahl, ausbleibende Reparaturen, Materialermüdung
Niger-Delta	2010	Nigeria	200.000-700.000 Barrel	Pipeline, Leck (Exxon/NNPC)
Niger-Delta	2009	Nigeria	ca. 100.000 Barrel	Pipeline, Leck (Shell/NNPC)
Nigeria	2001-2010	Nigeria	mindestens 500 Tote	Pipelines, Explosionen insbesondere in Region in/um Lagos
Raffinerien				

	Jahr	Ort	Ausgelaufene Menge in Fass (b)	Anmerkung
Hurrikan Katrina	2005	USA	ca. 100.000 b; kleiner Teil davon floss in Mississippi	Hurrikan
Jiyeh Ölkraftwerk/Depot	2006	Libanon	150.000 bis 200.000 Barrel ins östl. Mittelmeer	Bombenangriff
Citgo Refinery	2006	USA	45.000 (in nahe Gewässer)	Explosion

Abb.38 Liste großer Tankerunfälle (Quellen vgl. Fußnote 22)

	Jahr	Ort	Ausgelaufene Menge in Fass (b)
Tanker			
Torrey Canyon	1967	Scilly Isles, UK	800.000
Sea Star	1972	Gulf of Oman	800.000
Jakob Maersk	1975	Oporto, Portugal	600.000
Urquiola	1976	La Coruna, Spain	700.000
Argo Merchant	1976	USA Mass.	183.000
Hawaiian Patriot	1977	300 nautical miles off Honolulu	700.000
Amoco Cadiz	1978	Bretagne	1.635.000
Atlantic Empress	1979	Trinidad & Tobago	2.100.000
Independenta	1979	Bosphorus, Turkey	700.000
Irenes Serenade	1980	Navarino Bay, Greece	700.000

	Jahr	Ort	Ausgelaufene Menge in Fass (b)
Castillo de Bellver	1983	Off Saldanha Bay, South Africa	1.700.000
Nova	1985	Off Kharg Island, Gulf of Iran	500.000
Odyssey	1988	700 nautical miles off Nova Scotia, Canada	900.000
Khark 5	1989	120 nautical miles off Atlantic coast of Morocco	600.000
Exxon Valdez	1989	Prince William Sound, Alaska, USA	257.000
ABT Summer	1991	Angola (weit vor der Küste)	1.800.000
Haven	1991	Genoa, Italy	1.000.000
Aegean Sea	1992	La Coruna, Spain	500.000
Katina P	1992	Off Maputo, Mozambique	450.000
Braer	1993	Shetland Islands, UK	600.000
Sea Empress	1996	Milford Haven, UK	500.000
Evoikos	1997	Straße von Singapur, Singapur	200.000
Prestige	2002	Spanien	450.000
Limburg	2002	Jemen (Hafen)	ca. 90.000
Tasman Spirit	2003	Karachi, Pakistan	80-200.000
Hebei Spirit	2007	Hafen von Daesan, Südkorea	80.000
Bunga Kelana 3	2010	Straße von Malakka, Malaysia	15.000
Eagle Otome	2010	Port Arthur, Texas USA	12.000

Abb.39 Golfkrieg: Ölverschmutzungen in Kuwait



© Greenpeace / Jim Hodson

5.5 Tanker, Pipelines und chronische Ölverschmutzung

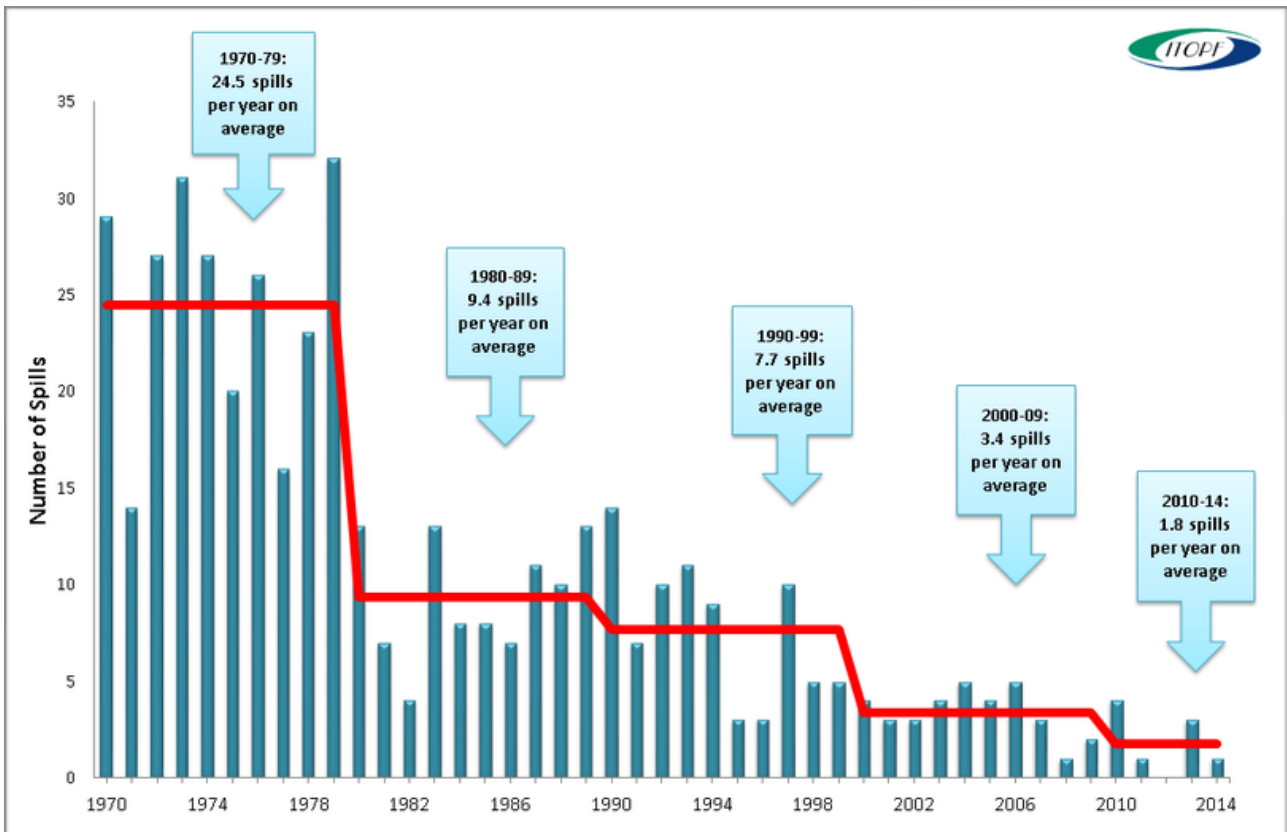
Tankerunfälle - Bilanz verbessert sich

Tankerunfälle führten bis in die 90er Jahre hinein zu häufigen und massiven Verschmutzungen der Meere und Küsten. Die Einführung von Doppelhüllentankern (seit 2010 sind Einhüllentanker weltweit verboten), Verbesserungen bei der Bauweise von Tankern und verschärfte Sicherheitsauflagen haben die Situation mittlerweile verbessert.²⁰

Das folgenden Schaubilder verdeutlichen, dass sowohl die Zahl der Tankerunfälle als auch die Gesamtmenge auslaufenden Öls stark zurückgegangen sind.

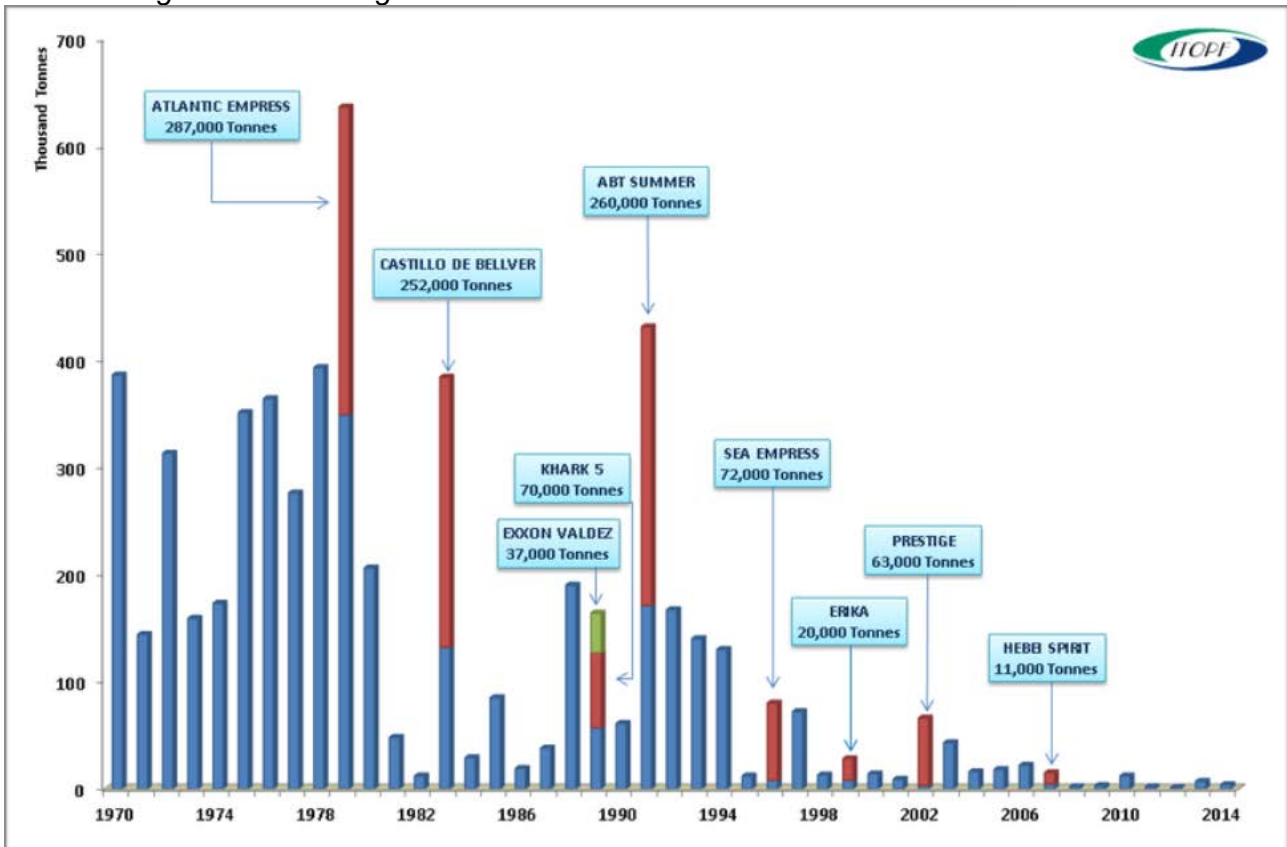
²⁰ ITOPF (15.02.2012), „ Press release“. Tanker owners maintain their good record. [online:] http://www.skuld.com/upload/News%20and%20Publications/Industry%20News/2012/ITOPF_PR20120215.pdf

Abb.40 Anzahl von Tankerunfällen - historischer Trend



Quelle: <http://www.itopf.com/knowledge-resources/data-statistics/statistics/>; nur Tankerunfälle mit mehr als 700 Tonnen Ölaustritt.

Abb.41 Ausgetretene Ölmengen bei Tankerunfällen - historischer Trend



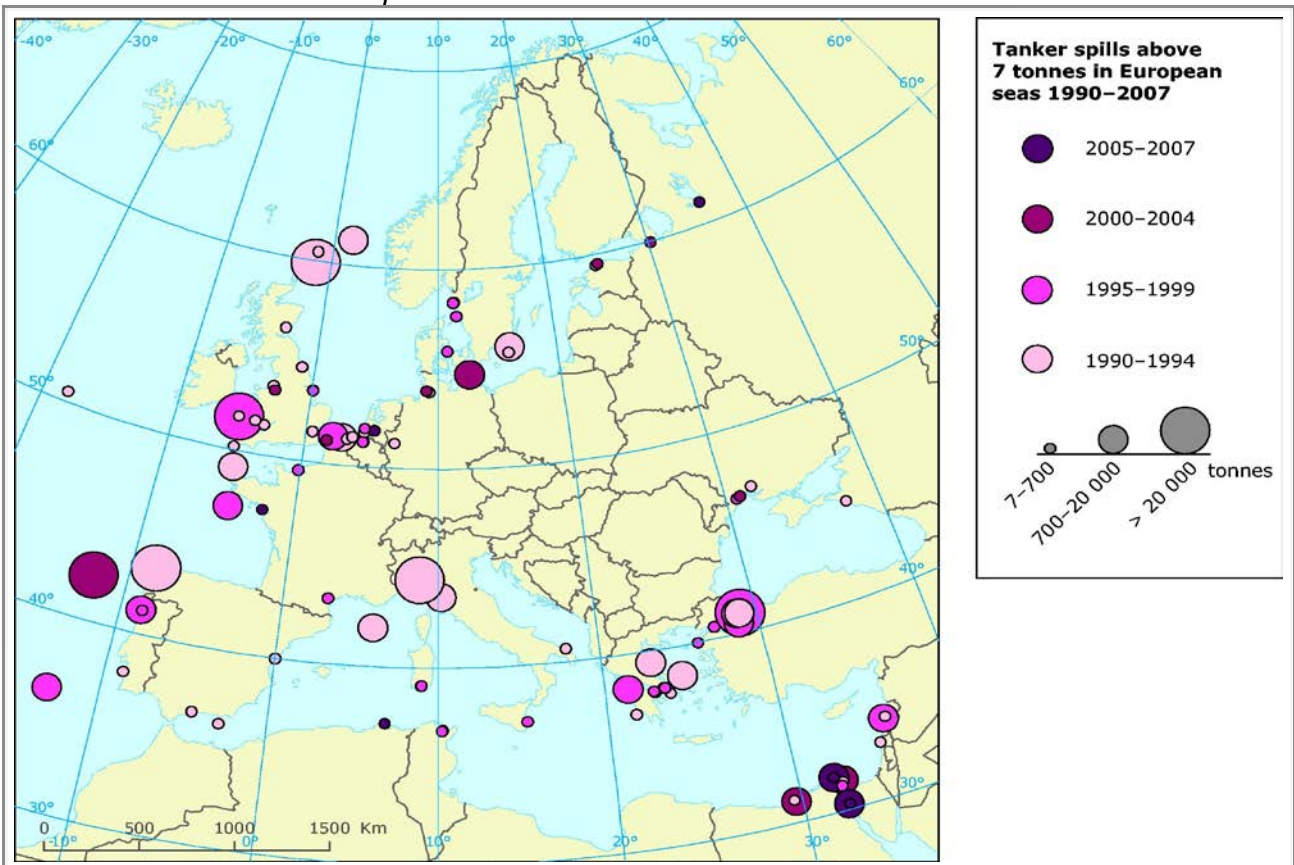
Quelle: <http://www.itopf.com/knowledge-resources/data-statistics/statistics/>; nur Mengen über 7 Tonnen.

Trotz der positiven Tendenz der abnehmenden Unfälle bei gleichzeitig zunehmender Zahl an Tankern (2008: 11356 Schiffe mit einer Tragfähigkeit von 439.3 Millionen dwt; Anfang 2014 13.290 Schiffe mit einer Tragfähigkeit von 568 Millionen dwt²¹) sind immer noch 1,4 % der Tanker mit einfachen Hüllen ausgestattet, bezogen auf die Tragfähigkeit. Das Durchschnittsalter der Welttankerflotte lag 2012 bei 14,5 Jahren.²²

Tankerunglücke vor den Küsten Europas

Unfälle sind aber auch in Zukunft nicht ausgeschlossen, wie das Unglück des Doppelhüllentankers „Baltic Carrier“ gezeigt hat, der im Jahr 2001 in der Ostsee havarierte und eine größere Verschmutzung an den Küsten vor allem der dänischen Insel Falster verursachte. In der Straße von Malakka in Indonesien kam es 2010 zu einer Kollision zwischen dem Doppelhüllentanker Bunga Kelana 3 und einem Massengutfrachter. 2.000 Tonnen Öl traten aus.

Abb.42 Tankerunfälle in Europa



Quelle: EEA (European Environment Agency (2009), "Large (> 7 tonnes) tanker spills in European waters 1990-2007"[online:] C64D2546-FAED-4A6E-AD5A-3490E47119FD <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/oil-spills-from-tankers>

²¹ ISL Institut of Shipping Economics and Logistics "Shipping statistic and market review", Volume 58 No 3 - 2014, S.3ff

²² ISL Institut of Shipping Economics and Logistics "Shipping statistic and market review", Volume 56 No. 1/2 – 2012, S. 5, [online:] <http://www.infoline.isl.org/index.php module=Pagesetter&func=viewpub&tid=1&pid=1>

Chronische Verschmutzung der Meere

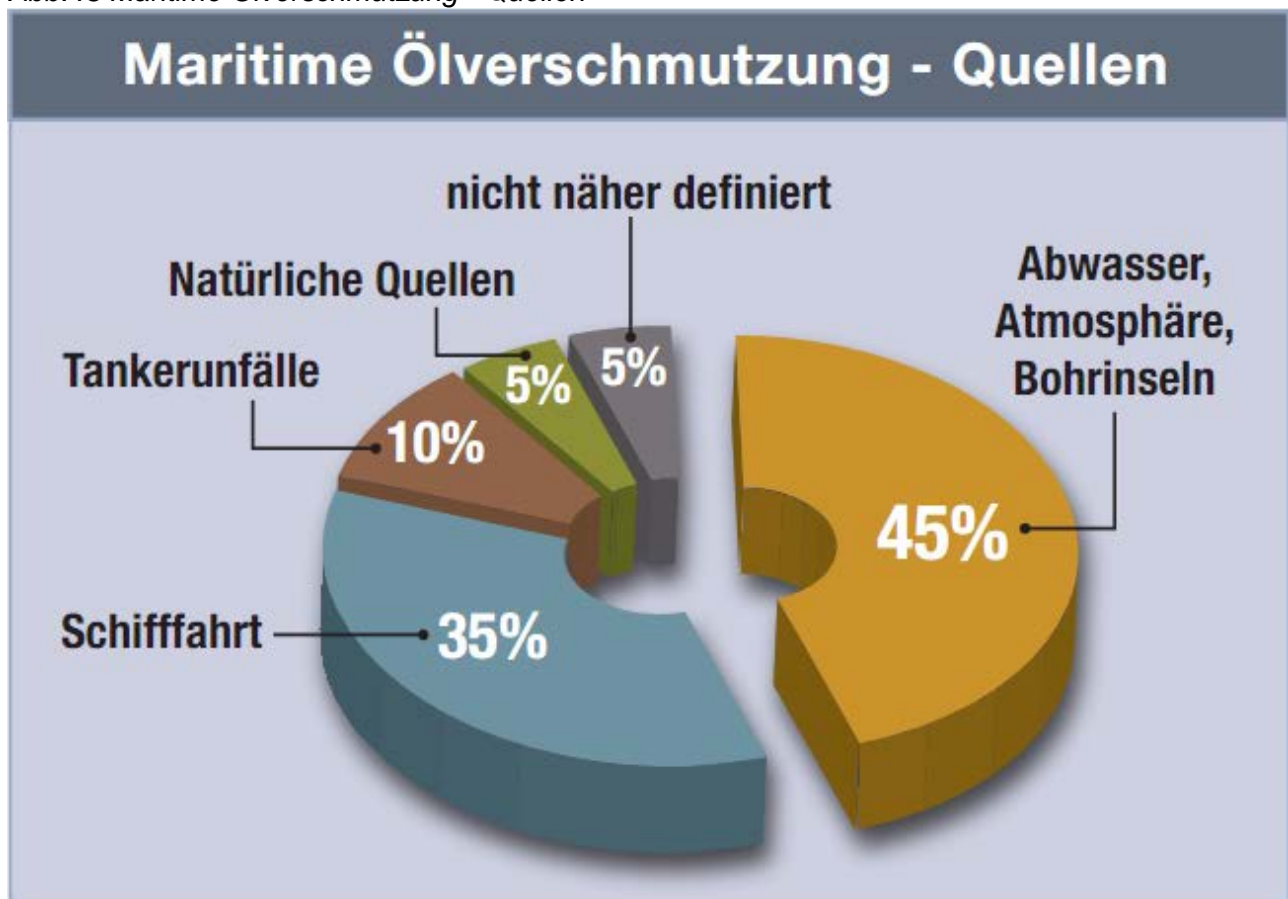
Neben den akuten Ölverschmutzungen durch Tanker- oder Plattformhavarien, die ein großes Interesse in der Öffentlichkeit wecken, trägt Öl in noch größerem Maß durch chronische Verschmutzung zur Belastung der Weltmeere bei.

Beinahe die Hälfte der Öleinträge stammt aus Verbrennungsprozessen, die über die Atmosphäre ins Meer gelangen, aus Abwässern der Kommunen und Industriebetriebe und von den zahllosen Offshore-Installationen in den Weltmeeren.

Rund 35 % des jährlichen Eintrages von Öl werden durch den laufenden Schiffsbetrieb verursacht, inklusive illegaler Einleitungen und Tankreinigungen.

Die medienwirksameren Tanker- oder Schiffsunfälle tragen nur zu einem Zehntel bei.

Abb.43 Maritime Ölverschmutzung - Quellen



Quelle: maribus GmbH (2014) "World Ocean Review 2014", S.37.

Ölpipelines

Ein zuverlässiger und relativ sicherer Weg, Öl von der Förderquelle zum Verbraucher zu bringen, ist der Transport mit Rohrleitungen, den Pipelines. Weltweit umfasst das Pipelinennetz für Öl und Gas eine Länge von 3 Millionen Kilometer. Das entspricht in etwa viermal der Strecke Erde-Mond und zurück.²³ Allein in Europa weist das Pipelinennetz für Öl eine Länge von 35.800 Kilometer auf.

Auch bei Ölpipelines kommt es immer wieder zu schweren Unfällen oder chronischen Verschmutzungen mit unterschiedlichsten Ursachen.²⁴

a) Beispiel Russland:

Greenpeace war in den Jahren 1998 bis 2001 und 2011 wiederholt in Russland, um sich die Auswirkungen der Ölförderung auf die Umwelt anzusehen. Dabei bereisten Greenpeace-Mitarbeiter die Komi-Region um die Stadt Usinsk und die Region um das Samotlor-Ölfeld in der Nähe der Stadt Surgut. In den Weiten dieser meist unwirtlichen Landschaft zählt Umweltverschmutzung scheinbar zur Tagesordnung²⁵. Offizielle Informationen über die Anzahl von Pipelinebrüchen und austretenden Ölmengen sind rar und können nur als Grundlage dienen, eine Abschätzung über die tatsächlichen Vorfälle vorzunehmen. Festzustellen ist, dass die Anzahl der Pipelinebrüche seit Beginn dieses Jahrhunderts tendenziell zunimmt, bei gleichzeitiger Steigerung der Ölproduktion.

Nach vorliegenden Angaben russischer Ölkonzerne an die russischen Behörden gab es 2011 **weit über 10.000 Pipelinebrüche** in den russischen Förderregionen, die mit Umweltauswirkungen verbunden waren.²⁶ Eine der Hauptursachen: Ein Großteil der Pipelines ist über 30 Jahre alt und wegen starker Korrosionsschäden reparaturbedürftig. Schätzungsweise **500.000 Tonnen Öl** gelangen jährlich durch russische Flüsse in den Arktischen Ozean.²⁷

²³ Seidel, S. /Geographie Infothek (2008), „Fundamente Online. Infoblatt Transportweg des Erdöls“ [online:] http://www2.klett.de/sixcms/list.php?page=Infothek_artikel&extra=FUNDAMENTE-Online&artikel_id=90880&inhalt=klett71prod_1.c.158046.de; 3Sat,/hitec (6.4.2009), „Die Lagerstätte Ormen Lange“ Thema zu der hitec-Sendung „Pipelinebau weltweit“ [online:] <http://www.3sat.de/page/?source=/hitec/magazin/105695/index.html>

²⁴ Seidel, S. /Geographie Infothek (2008), „Fundamente Online. Infoblatt Transportweg des Erdöls“ [online:] http://www2.klett.de/sixcms/list.php?page=Infothek_artikel&extra=FUNDAMENTE-Online&artikel_id=90880&inhalt=klett71prod_1.c.158046.de; 3Sat,/hitec (6.4.2009), „Die Lagerstätte Ormen Lange; hitec-Sendung "Pipelinebau weltweit" [online:] <http://www.3sat.de/page/?source=/hitec/magazin/105695/index.html>

²⁵ Lodewijkx,M./Hirsch,H.(2000),“Komi: Der Preis des Erdöls. Die sozialen und ökologischen Kosten der Erdölförderung in der Komi-Republik und Nordwest-Russland“. Greenpeace

²⁶ Ivan Blokov, Greenpeace Russland: Brief overview of oil pipelines' ruptures and volumes of oil spills in Russia. S. 2 [online:] <http://www.greenpeace.org/russia/en/press/reports/Brief-overview-of-oil-pipelines-rupture-sand-volumes-of-oil-spills-in-Russia/> Abgerufen am 8.11.2012

²⁷ Ebd. S. 3

Abb.44 Ölverschmutzung durch marode Pipelines in der russischen Komiregion 2011



© Daniel Mueller/Greenpeace, 2011

Abb.45 Ölförderung in West-Sibirien - Umweltverschmutzung durch marode Pipelines und Förderanlagen - Rosneft-Ölfelder in der Nähe von Neftejuganz



© Karsten Smid/Greenpeace, 2006

b) Beispiel Alaska

Die Trans-Alaska-Pipeline ist mit einer Länge von 1.280 Kilometer eines der größten Pipelinesysteme der Welt (s. Grafik). Beginnend an der Prudhoe Bay am North Slope in Alaska zieht sich die Pipeline bis nach Valdez am Pazifik, dem nördlichsten eisfreien Hafen der USA. Der Bau kostete 8 Mrd. US-Dollar und wurde 1977 vollendet. Um das Öl über die weite Strecke zu pumpen, wurden insgesamt elf Pumpstationen eingerichtet. Ende 2010 flossen täglich 640.000 Barrel Öl durch die Pipeline. Das sind zwölf Prozent des US-amerikanischen Rohöls.²⁸

Auch in diesem Pipelinesystem kommt es jährlich zu zahlreichen kleinen und größeren Unfällen, die das Betreiberkonsortium dokumentiert.²⁹

2001: Ein Jäger schoss ein Loch in die Pipeline, woraufhin über 6.000 Barrel Öl in die Landschaft flossen.

2006: Aufgrund schlechter Wartung der Pipeline durch BP kam es zu einem Leck, aus dem ca. eine Million Liter Öl ausliefen und die Landschaft verschmutzten. Die Pipeline musste wegen Wartungsarbeiten stillgelegt werden. Dieser Unfall ist der bisher schwerste seit Bestehen der Pipeline.

Mai 2010: Während eines routinemäßigen Tests kam es zu Problemen und einige tausend Barrel Rohöl traten aus, konnten aber in Auffangbecken gehalten werden.

Januar 2011: Nachdem Ölarbeiter ein Leck entdeckt hatten, musste die Pipeline vorübergehend stillgelegt werden. Obwohl mit 308 Barrel nur einige vergleichsweise geringe Menge ausgelaufen war, reagierte der internationale Ölmarkt: die Preise stiegen deutlich an, da die Betreiberfirmen ihre Förderung um 95 % drosseln mussten.³⁰

2012: Mit drei Unfällen und einer ausgelaufenen Ölmenge von sechs Barrel war 2012 ein Jahr mit geringen Ölaustritten.

²⁸ Thomson Reuters (18.01.2011), „Ölpipeline in Alaska nimmt Normalbetrieb wieder auf“ [online:] <http://de.reuters.com/article/topNews/idDEBEE70H00I20110118>

²⁹ Alyeska Pipeline (2011), „Emergency Reporting. Spill & Pipeline Emergency Reporting“ [online:] <http://www.alyeska-pipe.com/SafetyEnvironment/EmergencyReporting>

³⁰ ssu/dpa/Reuters (10.01.2011), „Alaska.Pipeline-Leck treibt Ölpreis in die Höhe“ In: Spiegel Online [online:] <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,738579,00.html>

Abb.46 Prudhoe Bay/USA: Beheizte Ölpipeline auf Permafrost-Boden im Norden von Alaska



© Martin Langer/Greenpeace, 2005

Abb.47 Verlauf der Trans-Alaska-Pipeline



Quelle: State of Alaska (2011), "Spill Prevention and Response" [online:]
http://dec.alaska.gov/spar/perp/response/sum_fy11/110108301/110108301_index.htm

5.6 Deepwater Horizon und die fehlenden Konsequenzen

Im April 2015 jährte sich die Tragödie der BP-Plattform **Deepwater Horizon** zum fünften Mal. Nach einem Blowout, der auf technisches Versagen, Managementfehler und unzureichende Sicherheitsvorkehrungen zurückzuführen war, starben elf Arbeiter.

Es dauerte 87 Tage, bis die größte Ölkatastrophe der letzten Jahrzehnte gestoppt werden konnte. Etwa 4,9 Millionen Barrel Öl verschmutzten den Golf von Mexiko mit bis heute unabsehbaren ökologischen Folgen für Fauna und Flora.

Die Ölpest kam nicht völlig unerwartet: Ein immer größerer Anteil der neu entdeckten Ölfelder befindet sich im Meer, v.a. im „Goldenen Dreieck“, also im Golf von Mexiko, vor Westafrika und vor Brasilien. Die Wassertiefen, in denen Öl gesucht und gefördert wird, steigen mit den technischen Möglichkeiten. Damit steigen aber auch die Risiken, denn in 2.000 oder 3.000m Tiefe ist das Material extremen Belastungen ausgesetzt. Bei Fehlern ist es sehr aufwendig und oftmals kurzfristig unmöglich, vor Ort einzugreifen.

Was ist seit 2010 geschehen? Die Meere blieben von einer erneuten Katastrophe in dieser Größenordnung verschont, die Aufsichtsbehörden wurden umstrukturiert, aber ein grundsätzliches Umdenken fand unter der Obama-Administration nicht statt.

Auch im Atlantik und in der Arktis soll nach Öl gebohrt werden, trotz der Unfälle, die z.B. Shell in arktischen Gewässern widerfuhr. Dabei nahm Shell große Risiken auf sich, nur um Steuern zu sparen; ähnlich wie BP, die bei der Deepwater Horizon riskante „Abkürzungen“ anordnete, um Kosten und Zeit zu sparen. Shell ließ eine Bohrplattform trotz schlechten Wetters in eine steuerbegünstigte Zone schleppen, wo sie alsbald außer Kontrolle geriet und beschädigt wurde.

Experten beklagen die Untätigkeit der Behörden insbesondere bei den **Blow-out Preventern (BOP)**. Diese massiven Maschinen stehen über dem Bohrloch auf dem Meeresgrund und haben die Aufgabe, bei einem Blow-out das Bohrloch verlässlich zu schließen und von den Rohrleitungen Richtung Plattform zu trennen. BOPs sind eine teure, aber die wichtigste technische Einzelkomponente bei der Offshore-Förderung von Öl und Gas. Dieses standardisierte Gerät hatte bei der Deepwater Horizon und auch bei einigen anderen Vorfällen in sehr tiefem Wasser versagt.

Die amerikanische National Academy of Engineering hatte Ende 2011 nach längeren Untersuchungen mit großem Nachdruck eine grundsätzliche technische Verbesserung der BOPs angemahnt. Aber bis heute wurden keine neuen Richtlinien in Kraft gesetzt, so dass weiterhin mit Maschinen im tiefen Meer gebohrt wird, an deren Zuverlässigkeit ernstzunehmende Zweifel bestehen.³¹

Zuletzt im Juli 2013 war die Bohrung Timbalier 220 im Golf von Mexiko wegen eines Gas-Blowouts zwei Tage lang außer Kontrolle und setzte eine Plattform in Flammen. Zum Glück für die Umwelt enthielt die Quelle praktisch nur Erdgas und kein Öl.³²

³¹ Vgl. Global Energy Briefing Nr.98, Hamburg April 2014

³² Vgl. http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/127939/Workers_Evacuated_Following_Blowout_on_Rig

5.7 Nordsee - eine Industrieregion mit steigenden Risiken

Die Nordsee - eine Industrieregion

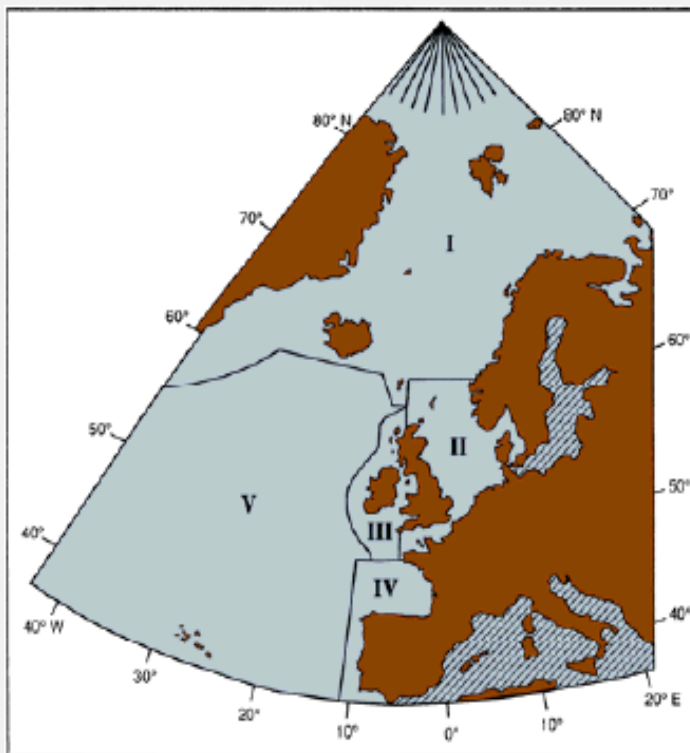
Vor 20 Jahren wollte der Öl- und Gaskonzern Shell die Ölplattform Brent Spar im Meer versenken. Doch dieser Versuch, Abwrackkosten zu Lasten der Umwelt einzusparen, scheiterte am Widerstand der Öffentlichkeit. Die Umweltfolgen der Öl- und Gasförderung werden inzwischen intensiver überwacht. Doch der Schutz der Nordsee und des Nordostatlantiks insgesamt ist nur schrittweise vorangekommen.

Die Nordsee³³, ist zu einer ausgedehnten Industrielandschaft geworden: Die Öl- und Gasindustrie verfügt über 1.585 technische Offshore-Anlagen aller Art, die aus 7 Mio. Tonnen Stahl, Beton und anderen Stoffen bestehen. Davon verschmutzt knapp die Hälfte (757 Anlagen) Wasser und Luft. Obwohl die Produktionsmengen seit zehn Jahren steil zurückgehen, hat sich die Zahl der emittierenden Anlagen seit 1995 fast verdoppelt.

Die Nordsee ist eine der belebtesten Meeresregionen der Welt mit einem dichten Schiffsverkehr, Öl- und Gasplattformen, Pipelines, Verladeterminals und einer ausgedehnten Produktionsinfrastruktur auf dem Meeresboden. An den Küsten befinden sich einige der größten Häfen der Welt, ebenso wie ausgedehnte Naturschutzgebiete und Tourismusregionen.

Oslo-Paris-Übereinkunft nennt sich das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt im Nordost-Atlantik. 16 Länder, einschließlich der Europäischen Union, sind Vertragspartner.

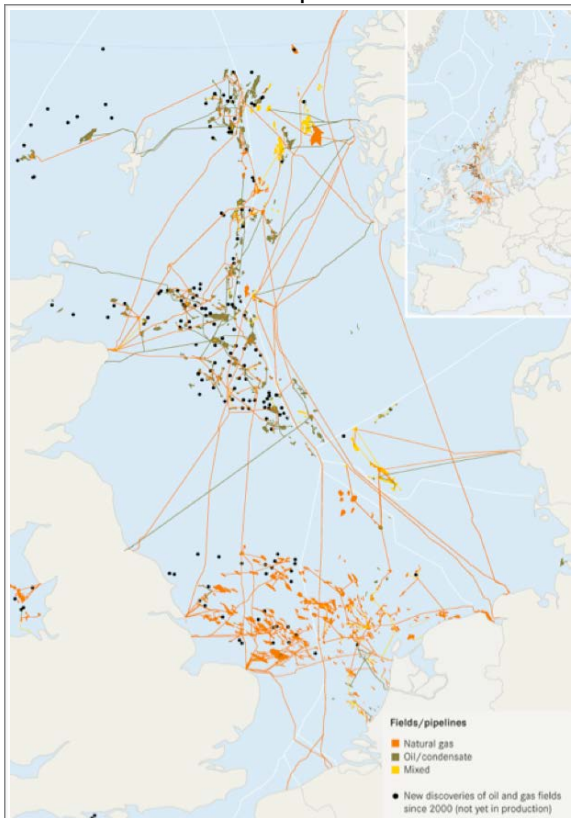
Abb. 48a: OSPAR



Quelle: OSPAR Commission / Geltungsraum der OSPAR-Konvention

³³ Genauer: Die OSPAR-Region Nordostatlantik. Fast die gesamte Ölinfrastruktur befindet sich jedoch im Gebiet der Nordsee bzw. der unmittelbar angrenzenden Regionen (Norwegisches Meer u.a.).

Abb.48 Ölfelder und Pipelines in der Nordsee 2010



Quelle: http://qsr2010.ospar.org/en/media/chapter_pdf/QSR_Ch07_EN.pdf

Land	Gesamter Öl-Eintrag durch Produktions- und Ballastwasser 2013 in Tonnen. ³⁴	
	(In Klammern Werte von 2012)	
Dänemark	266,9	(252)
Deutschland	0,8	(1,2)
Großbritannien	6188,2	(4.445)
Irland	0,12	(0,3)
Niederlande	114,4	(140)
Norwegen	3.459	(3.448)
Spanien	0	(0)
Total	8.286,5	(8.630)

Quelle: „Discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2013“ (S.11 ff) - Abrufbar als PDF auf www.ospar.org

Ölunfälle in der Nordsee³⁵

Die Offshore-Förderung von Öl und Gas ist riskant. Das belegen zahlreiche Unfälle und Beinahe-Katastrophen der letzten zwei Jahrzehnte. Zahl und Umfang der Unfälle konnte in den letzten 20 Jahren zwar verringert werden. Gemessen an der mittlerweile geringeren Produktionsmenge gibt es jedoch nur eine Stagnation.

Schon mehrfach stand die Nordsee in jüngerer Zeit kurz vor einer Katastrophe: Nur ein Zufall rettete 2011 die große norwegische Öl-Plattform Gullfaks C vor einer Gasexplosion (Blow-out). Der Untersuchungsbericht der norwegischen Behörden kam zu dem Schluss, dass es letztlich glückliche Umstände waren, die eine Katastrophe verhinderten.

Auch auf Gannet Alpha (2011) und auf Elgin-Franklin (2012), wo ein Gasleck außer Kontrolle geriet, sowie auf anderen Plattformen und Einrichtungen ereigneten sich in den letzten Jahren schwere Zwischenfälle. Im Januar 2014 traten an der ohnehin störanfälligen Plattform Statfjord C 30 Tonnen Öl aus. Und das sind nur die Vorfälle, die bekannt geworden sind.

³⁴ Greenpeace-Factsheet: „Erdöl-Förderung im Nordost-Atlantik - Wie das Öl unsere Meere verschmutzt“ (11.2015)

³⁵ Vgl. zu den folgenden Abschnitten: Jörg Feddern: Erdöl-Förderung im Nordost-Atlantik. Wie das Öl unsere Meere verschmutzt, Greenpeace e.V Hamburg 2015 sowie Steffen Bukold: License to Spill - Ölverschmutzungen in der Nordsee. Kurzstudie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, EnergyComment Hamburg April 2014.

Das erwähnte Elgin-Franklin-Feld (Total), das 9% des britischen Gases fördert, konnte erst 2013 nach einem Jahr Stillstand den Betrieb wieder aufnehmen. Dieser Fall ist auch deswegen von Bedeutung, weil sich als Ursache korrodierende Drilling Fluids (darunter *calcium bromide*) herausstellten. Sie werden weltweit in Tiefseebohrungen eingesetzt, so dass Fachleute neue Zwischenfälle fürchten, wenn sie wie bisher bei sehr tiefen, heißen, high-pressure Bohrungen zum Einsatz kommen.

Allein im Jahr 2013 gab es 484 gemeldete Ölunfälle in der OSPAR-Region.³⁶ In 15 Fällen geriet mehr als 1 Tonne Öl ins Wasser. Insgesamt waren es 135 Tonnen. Die dabei auslaufende Menge Öl hat sich im Vergleich zum Vorjahr leicht erhöht. 2007 traten im norwegischen Sektor bei der Beladung eines Tankers an einer Verladevorrichtung vor Norwegen über 3.000 Tonnen Öl aus. Die Menge an ausgelaufenem Öl schwankte im Zeitraum von 2000 bis 2013 zwischen 100 und knapp 3.900 Tonnen Öl im Jahr.³⁷

Insbesondere der Öl- und Gaskonzern Shell fiel über die Jahre mit einer endlosen Liste von Sicherheitsverstößen und Störfällen auf. Der Konzern hat zusammen mit BP eine der schlechtesten, wenn nicht sogar die schlechteste Sicherheitsbilanz aller Ölfirmen in der britischen Nordsee.³⁸ Die britische Aufsichtsbehörde HSE ordnete z.B. 2011 eine Totalüberprüfung der Shell-Plattform Brent Charlie an, als sich die Störfälle häuften und sich auch nach Verwarnungen keine Verbesserung abzeichnete. In demselben Jahr traten an einem Leck nahe der Shell-Plattform Gannet Alpha 218 Tonnen Öl aus - der größte Ölunfall in britischen Gewässern seit Jahren.

In Norwegen steht vor allem der Öl- und Gaskonzern BP verstärkt in der Kritik, nachdem am Ula-Feld im September 2012 17 Tonnen Öl ungehindert in die Nordsee geflossen sind. Nur glückliche Umstände verhinderten eine noch weitaus größere Ölkatastrophe, so die norwegische *Petroleum Safety Authority*. Die Behörde stellte zahlreiche Verstöße gegen Sicherheitsvorschriften fest und kritisierte in ungewöhnlich scharfen Worten das BP Management und dessen Fähigkeit und Bereitschaft, Ölplattformen angemessen instand zu halten. Einige Monate zuvor (Juli 2011) hatte es auf der Plattform am Valhall-Feld ein Feuer gegeben, das die Anlage zwei Monate lahm legte. Schon damals war BP verwarnt worden.³⁹

Die Tabelle zeigt die Entwicklung der Oil Spills (Ölverschmutzungen) für die Jahre 2004-2013. Das Jahr 2007 sticht mit über 3900 Tonnen Öl heraus. Im Trend ist keine Verbesserung erkennbar. Zuletzt gelangten 111 Tonnen Öl bei größeren Unfällen und 24 Tonnen Öl bei kleineren Unfällen ins Meer.

³⁶ OSPAR **Oslo-Paris-Übereinkunft** nennt sich das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt im Nordost-Atlantik. 16 Länder, einschließlich der Europäischen Union, sind Vertragspartner.

³⁷ OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2013, London 2015

³⁸ http://og.decc.gov.uk/en/olgs/cms/data_maps/field_data/oil_spills/oil_spills.aspx

³⁹ The Guardian 29. April 2013.

Abb.49 Verschmutzung der Nordsee bzw. der OSPAR-Region durch Öl- und Chemikalien. Unfälle auf Offshore-Anlagen

Table 5b: Total quantity of oil spilled, in tonnes, 2004-2013

Country	2004		2005		2006		2007		2008	
	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T
Denmark	6	0	3	3	4	0	2	30	2	99
Germany	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ireland	0	0	0	0	0,04	0	0,2	0	0,004	0
Netherlands	0,1	1,6	0,2	0	0,7	0,0	1,2	0	0,7	3,0
Norway ⁽¹⁾	7	58	13	303	10	95	10	3 805	7,5	156
Spain	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
United Kingdom	29	47	38	39	23	40	12	47	17	20,25
Total	42	107	54	345	38	135	25	3 882	27	278

Country	2009		2010		2011		2012		2013	
	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T	≤ 1 T	> 1 T
Denmark ⁽³⁾	2	4	2	0	1	0	2	0	0	3
Germany	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ireland	0	0	0,001	0	0,01	0	0,8	0	0,001	0
Netherlands	0,6	22	0,1	0	0,1	1,1	0,4	0	0,7	0
Norway ⁽¹⁾	8	88	6	105	8,7	10	7,0	9	6,2	34
Spain	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
United Kingdom ⁽²⁾	15,0	39,1	9,8	13,6	12,8	29,1	11,4	90,0	17,3	74,0
Total	26	154	18	119	23	40	22	99	24	111

⁽¹⁾ Norway - Reports m³ rather than tonnes

⁽²⁾ UK - UK quantity data excludes two incidents in 2011 and two incidents in 2012 which are still currently under investigation

Quelle: OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2013, London 2015

„Genehmigte“ Ölverschmutzungen durch Offshore-Anlagen

Bei der Offshore-Ölförderung werden riesige Wassermengen eingesetzt, die durch Öl verschmutzt werden:

- Das sog. „**Produced Water**“ (Produktionswasser) kommt bei der Förderung zusammen mit Öl an die Oberfläche. Gerade in älteren Feldern ist die Wassermenge oftmals größer als die Ölmenge. Dieses Wasser enthält Ölreste sowie natürliche und für den Bohrprozess zugesetzte Chemikalien.
- „**Injection Water**“ wird der Nordsee entnommen und in das Ölvorkommen gepresst, um durch den Druck das Öl an die Oberfläche zu befördern.
- „**Displacement Water**“ wird eingesetzt, um bei der Beladung von Tankern den Gewichtsverlust in den Verladestationen zu kompensieren.

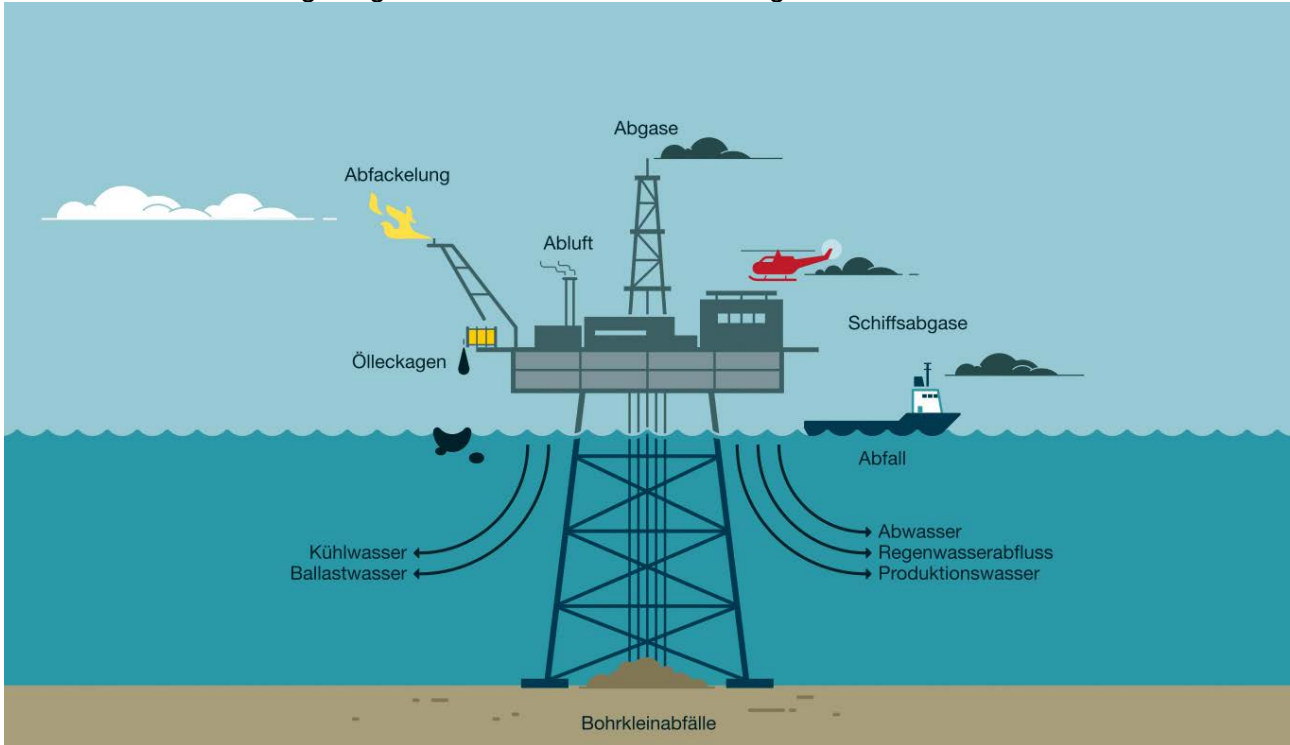
In allen diesen Fällen werden große Mengen von Seewasser mit Öl kontaminiert. Der größte Teil davon wird nach der Reinigung wieder in die Nordsee gepumpt oder in das Ölvorkommen zurückgeleitet. Ein kleiner Teil muss an Land entsorgt werden.

Schon der normale Betrieb der Offshore-Plattformen führt also zur Umweltbelastung durch Öl, Chemikalien, Schwermetalle und natürlich vorkommende radioaktive Substanzen, die über das Produktionswasser (Lagerstättenwasser) und Bohrklein/Bohrschlamm aus dem tiefen Gestein an die Oberfläche befördert und anschließend im Meer entsorgt werden.

Auch muss immer wieder Meerwasser in die Öltanks der Anlagen gepumpt und wieder entfernt werden, um bei Verladevorgängen die Stabilität zu gewährleisten (Ballastwasser / Displacement Water).

Es gibt also eine ganze Reihe von Verschmutzungswegen, wie die folgende Abbildung verdeutlicht.

Abb. 50 Verschmutzungswegen bei der Offshore-Ölförderung



Quelle: Nach OSPAR

Gerade in älteren Feldern ist die geförderte Wassermenge oftmals größer als die Ölmenge, wie die nächste Abbildung zeigt. In den norwegischen Feldern war die Ölmenge 1993 noch 5 Mal größer als die Wassermenge. Zwanzig Jahre später sprudelte fast doppelt so viel Wasser wie Öl aus den Bohrlöchern. Generell gilt, dass in Gasfeldern erst in den späten Förderphasen der Wasseranteil ansteigt. Bei Ölfeldern ist das schon früher der Fall.

2013 wurden über diese Wege 927.000 Kubikmeter Wasser pro Tag (!) nach dem Kontakt mit Öl ins Meer geleitet (vgl. folgende Tabelle).

Abb.51 Erlaubte Einleitungen von överschmutztem Wasser (Kubikmeter pro Tag)

Country	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Denmark	67 578	74 522	76 677	75 204	83 442	75 638	73 833	71 578	68 900	67 801
Germany	22	22	26	23	23	33	43	50	53	42
Ireland	8	7	9	6	5	4	4	4	5	4
Netherlands	23 313	24 275	26 429	38 391	34 542	30 373	26 429	23 232	26 000	11 298
Norway	537 342	533 349	510 618	558 647	506 912	455 719	446 018	426 237	444 936	437 077
Spain	0	0	2	3	0	0	0	0	0	0
UK	690 481	642 967	603 112	555 784	541 611	538 690	540 766	479 100	426 940	410 861
Total	1 318 745	1 275 143	1 216 873	1 228 058	1 166 536	1 100 457	1 087 093	1 000 201	966 833	927 083

Quelle: OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2013, London 2015.

Für die Einleitung in die Nordsee gibt es Grenzwerte, die im Allgemeinen bei 30 Milligramm Öl pro Liter liegen. Eine Million Kubikmeter Wasser, die nach der obigen Tabelle pro Tag verbraucht werden, dürfen also bis zu 30 Kubikmeter oder umgerechnet 26 Tonnen Öl enthalten. Daraus wird deutlich, dass die Nordsee selbst bei der Einhaltung aller Vorschriften und ohne Unfälle einer ständigen Kontamination durch Öl ausgesetzt ist.

Aber auch diese Grenzwerte werden immer wieder überschritten: Von den 2012 auf diese Weise eingeleiteten 206 Tonnen Öl wurden 47 Tonnen von den Operators selbständig als illegale Einleitungen gemeldet. Die Dunkelziffer lässt sich nicht schätzen.⁴⁰

Die mit Abstand größten gemeldeten Verstöße fanden in den letzten Jahren in britischen Gewässern statt. Aber auch in Norwegen gibt es Probleme, zumal dort weniger detailliert über Zwischenfälle berichtet wird.

Neben den bekannten „Störfällen“ gibt es in Norwegen anscheinend genehmigungsfreie größere Ölverschmutzungen, wie das Kystverket (Küstenbehörde) auf Druck von Medienberichten einräumte. Luftaufnahmen der Behörden zeigen, dass große Plattformen wie Draugen, Troll C oder Statfjord A von kilometerweiten Ölschlieren umgeben waren, ohne dass das nach Einschätzung der Behörden ein Grund zum Eingreifen gewesen wäre. Die Behörden gehen ohne nähere Prüfung davon aus, dass der Ölanteil der Wassereinleitung ausreichend verdünnt war.⁴¹

Die Berichterstattung konzentriert sich in Norwegen eher auf die *Risikobewertung* einzelner Vorfälle. Die *Petroleum Safety Authority* kommt zu dem Ergebnis, dass es in den letzten Jahren nicht gelungen ist, die Risiken der Offshore-Ölförderung zu verringern. In den letzten Jahren war sogar ein leichter Anstieg des Risikolevels zu beobachten.⁴²

Produktionswasser ist heute die größte Verschmutzungsquelle. Schon im normalen Betrieb gelangen dadurch jährlich mehr als 8.000 Tonnen Öl und erhebliche Mengen an schädlichen Chemikalien ins Meer. Dieser behördlich genehmigte „Dauerstörfall“ wird durch häufige Verletzungen der Grenzwerte weiter zugespitzt. Die Verschmutzung, die für jede geförderte Tonne Öl oder Gas in Kauf genommen wird, steigt sogar seit einigen Jahren wieder an.

Besonders kritisch ist, dass seit einigen Jahren relevante Umweltbelastungen durch das Produktionswasser nicht mehr vollständig erfasst werden. Das gilt insbesondere für die gefährlichen PAH (polyzyklische Aromaten), die völlig aus der Statistik verschwanden.

Vergleicht man die Ölverschmutzung durch Ölunfälle und die erlaubten Einleitungen wird deutlich, dass Ölunfälle in der Nordsee das kleinere Problem darstellen. Lediglich bei großen Unfällen wie im Jahr 2007 wird die Dominanz der „normalen Verschmutzung“ durch den regulären Betrieb in den Schatten gestellt.

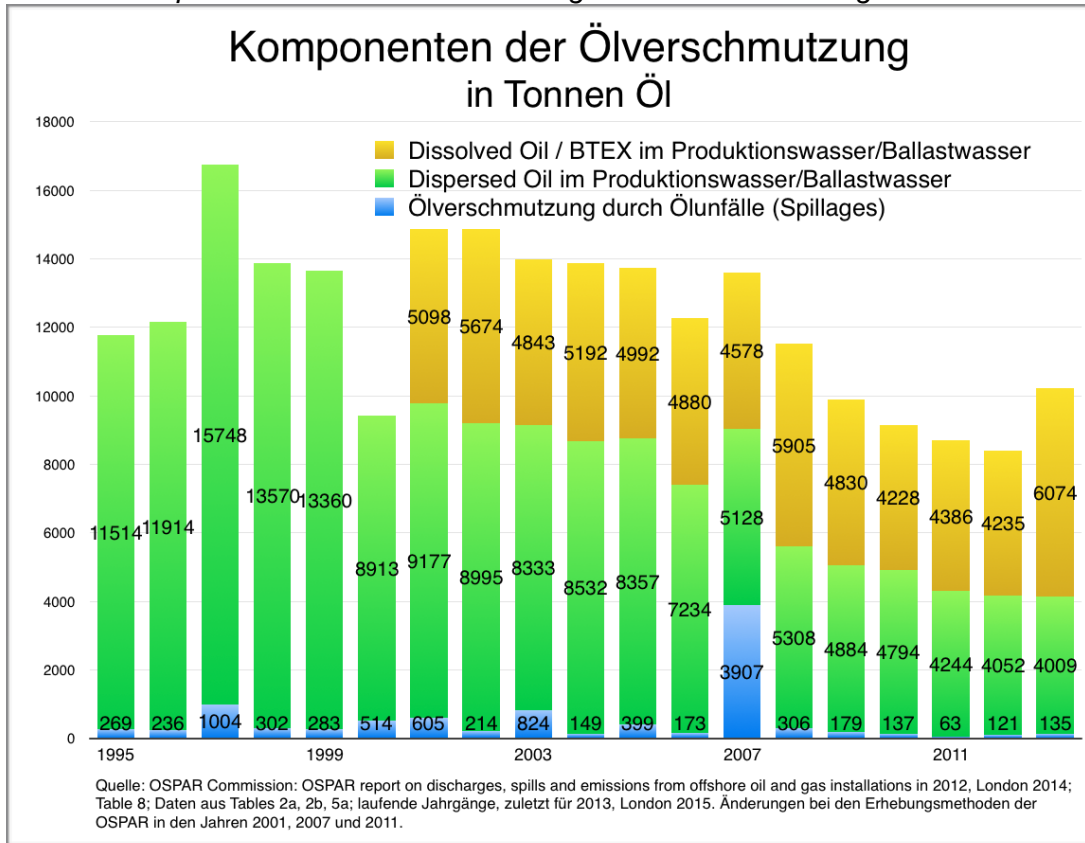
Die folgende Abbildung zeigt den Gesamtverlauf: Ölverschmutzungen durch Ölunfälle sowie Einleitungen von Öl durch Produktionswasser und Ballastwasser (*Dispersed Oil und Dissolved Oil*).

⁴⁰ OSPAR Commission: OSPAR report on discharges, spills and emissions from offshore oil and gas installations in 2012, London 2014.

⁴¹ Notat Per-Erik Schulze, Naturvernforbundet 26.6.13. Oljeindustriens løpende utslipp av fluormiljøgifter i brannskum grovt underrapportert i ”svarte kjemikalier” statistikken.

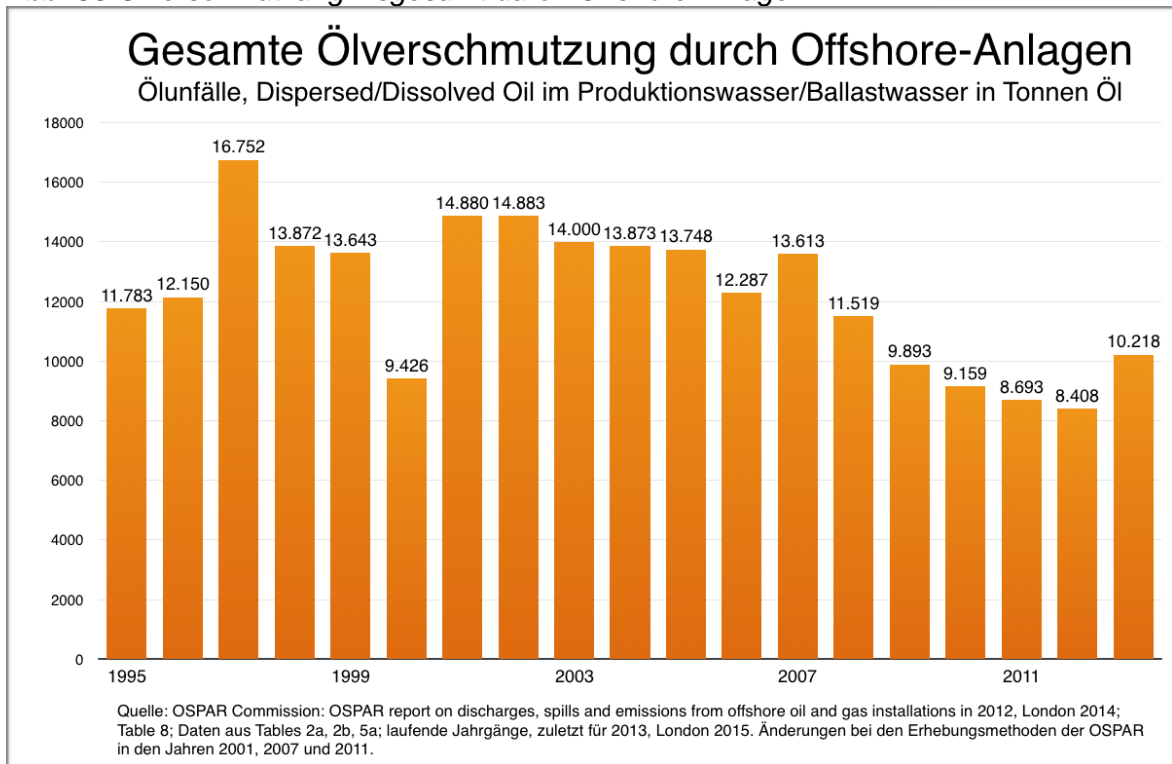
⁴² Petroleum Safety Authority Norway: Trends in Risk Level in the Petroleum Activity - Summary Report 2012.

Abb. 52 Komponenten der Ölverschmutzung durch Offshore-Anlagen



Insgesamt liegt die Verschmutzung Jahr für Jahr bei etwas über 8.000 Tonnen bis knapp unter 17.000 Tonnen Öl. Der Trend ist insgesamt leicht positiv, aber auch die aktuellen Werte sind noch hoch: Im Geltungsbereich der OSPAR gelangten im Jahr 2013 insgesamt 10081 Tonnen Öl durch Produktions- und Ballastwasser und 135 Tonnen durch Ölunfälle ins Meer. Das ist im Vergleich zum Vorjahr eine Zunahme um knapp 22 %.

Abb. 53 Ölverschmutzung insgesamt durch Offshore-Anlagen



Bei einer Gewichtung nach Produktionsmenge wird deutlich, dass der Trend alles andere als positiv ist. Seit 2009 steigt die Verschmutzung je produzierter Tonne Öl/Gas an. Der Nordostatlantik wird mittlerweile wieder genauso stark verschmutzt wie zu Beginn der statistischen Erfassung im Jahr 2001.

Eine „**Zero-Discharge**“-Plattform, die praktisch keine Belastung der Nordsee erzeugt, da belastetes Wasser an Land entsorgt oder in die Lagerstätte zurückgepumpt wird, ist technisch möglich, wird aber von der Branche nur halbherzig verfolgt.

CO₂ und Luftschadstoffe

Förderplattformen sind Fabriken mit einem hohen Energieverbrauch. Zudem kommen beim Bohr- und Förderprozess Gasgemische an die Oberfläche, die entsorgt werden müssen.

Die Offshore Öl- und Gasindustrie emittiert enorme Mengen von Kohlendioxid (CO₂) und Luftschadstoffen. Weder bei CO₂ noch bei Stickoxiden (NO_x) ist eine Verbesserung erkennbar. Lediglich bei flüchtigen organischen Substanzen (nmVOC) und Schwefeldioxid (SO₂) wurden die Mengen in den letzten Jahren merklich reduziert. Gemessen an der Fördermenge steigt die Luft- und Klimabelastung seit einigen Jahren stark an.

In Norwegen ist die Öl- und Gasindustrie sogar der größte Emittent von Treibhausgasen (27% der nationalen Emissionen) und steht auch bei vielen Luftschadstoffen an vorderer Stelle, so z.B. bei Stickoxiden (NO_x; 31% der nationalen Emissionen) und den leichtflüchtigen organischen Substanzen (nmVOC; 23,5%).⁴³

Die OSPAR-Kommission erfasst zwar die Luftschadstoffe der Öl- und Gasindustrie, hat aber kein Mandat, an ihrer Reduzierung mitzuarbeiten. Das geschieht jedoch über nationale oder EU-Vorschriften, so z.B. bei CO₂ auch über die EU-Vorschriften für den europäischen Emissionshandel (ETS).

Die CO₂-Emissionen der Offshore-Anlagen liegen seit den 1990er-Jahren um die 30 Mio. Tonnen pro Jahr. Das ist eine große Menge, die umgerechnet⁴⁴ der Verbrennung von ca. 10 Mio. Tonnen Öl pro Jahr bzw. 200.000 Barrel pro Tag entspricht, also einem Viertel der aktuellen britischen Ölfördermengen.

Eine Verbesserung scheint nicht in Sicht. In den letzten Jahren gingen diese Emissionen, die vor allem aus den zahllosen großen Motoren und Turbinen der Offshore-Anlagen stammen, nur marginal zurück.

Berücksichtigt man zusätzlich die fallende Produktion in der Nordsee, nimmt der Ausstoß sogar rapide zu. Im Jahr 2013 wurden pro erzeugter Tonne Öl oder Gas 61% mehr CO₂ emittiert als im Jahr 2001.

⁴³ <http://www.environment.no/Topics/Marine-areas/Oil-and-gas-activities/>; die Zahlen beziehen sich auf das Jahr 2013.

⁴⁴ Die Verbrennung von 1 Tonne Öläquivalente erzeugt bei Erdöl ca. 3,1 Tonnen CO₂, bei Erdgas ca. 2,4 Tonnen CO₂, bei Kohle ca. 4,0 Tonnen CO₂.

Abb. 54 CO₂-Emissionen von Offshore-Anlagen in der Nordsee

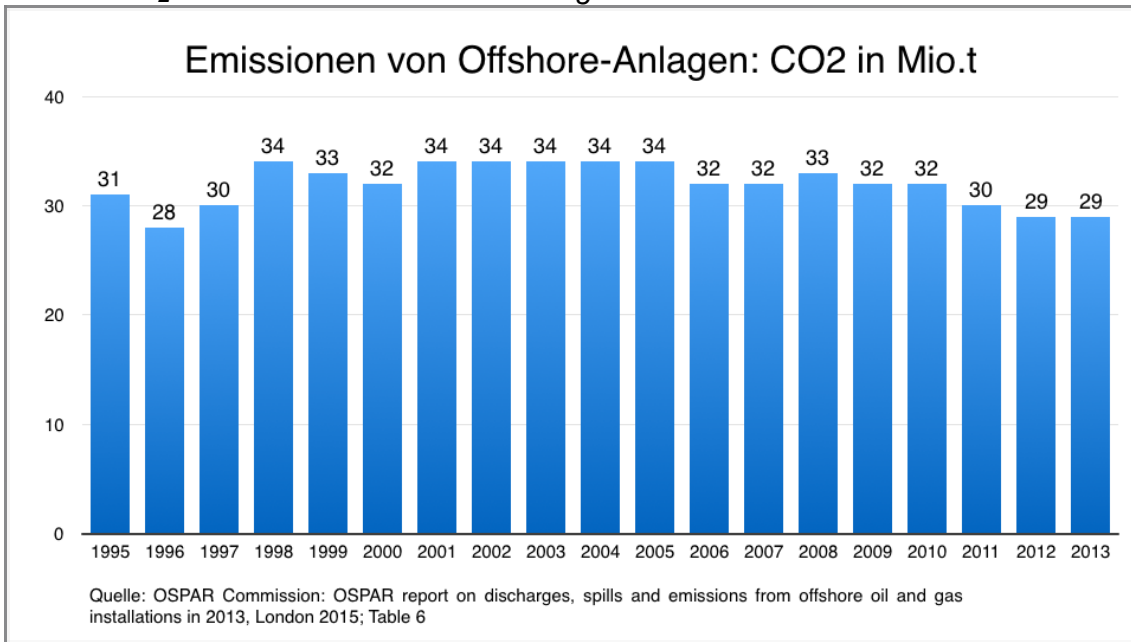
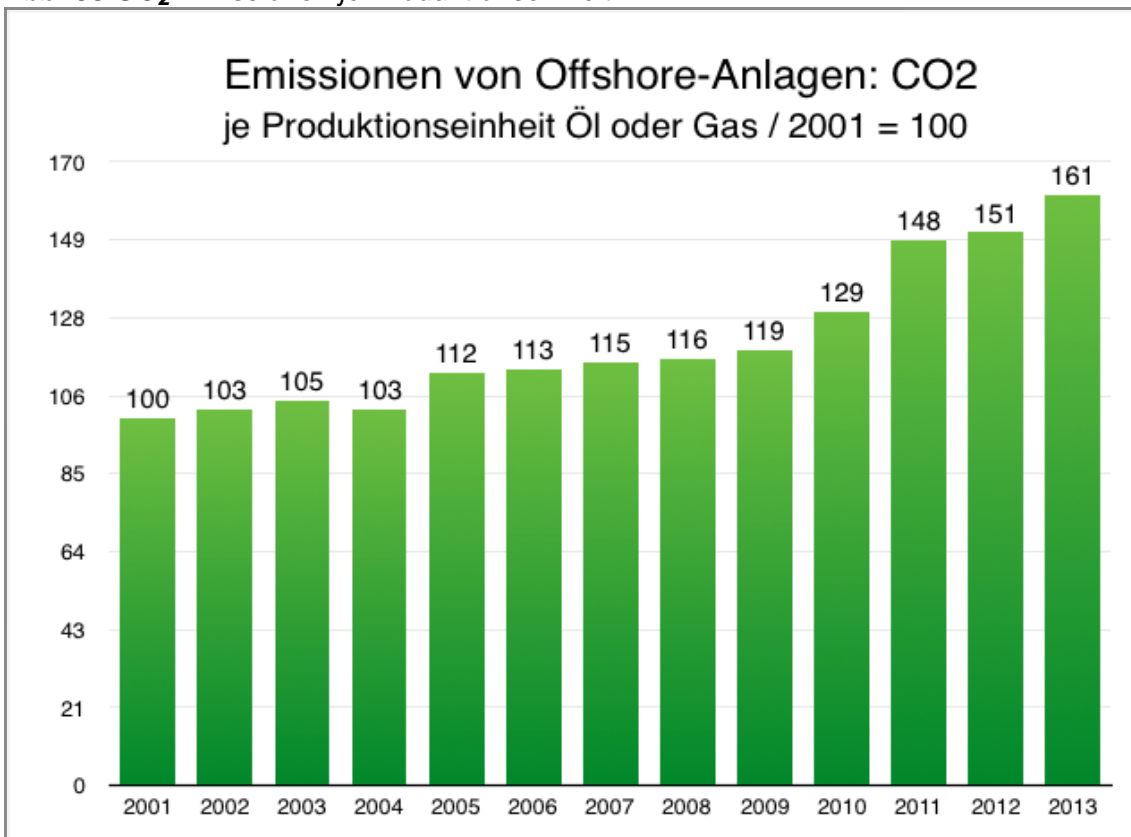


Abb. 55 CO₂-Emissionen je Produktionseinheit

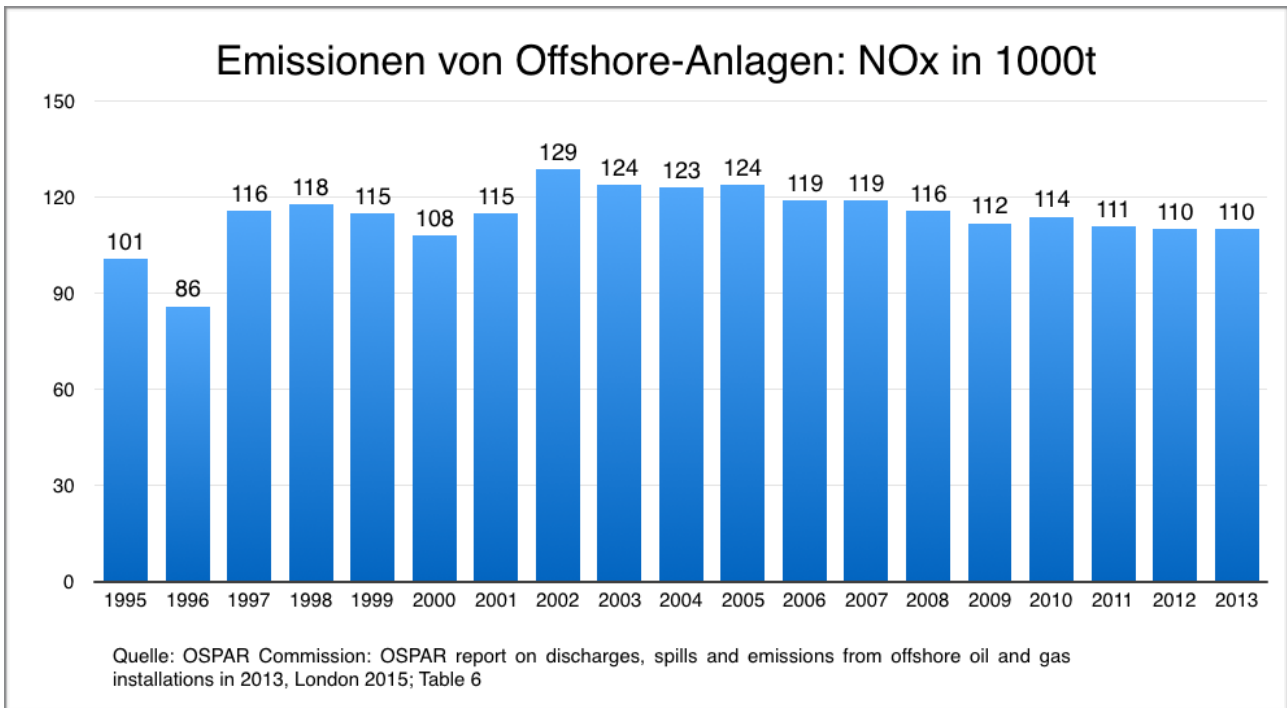


Quelle: EnergyComment; errechnet aus Abb.54 und OSPAR-Produktionszahlen

Ähnlich ist die Lage bei den **Stickoxiden**. Die Mengen verharrten auf hohem Niveau bei zuletzt 110.000 t pro Jahr. Zum Vergleich: Alle industriellen Prozesse Deutschlands emittieren etwa 87.000 t NO_x.⁴⁵

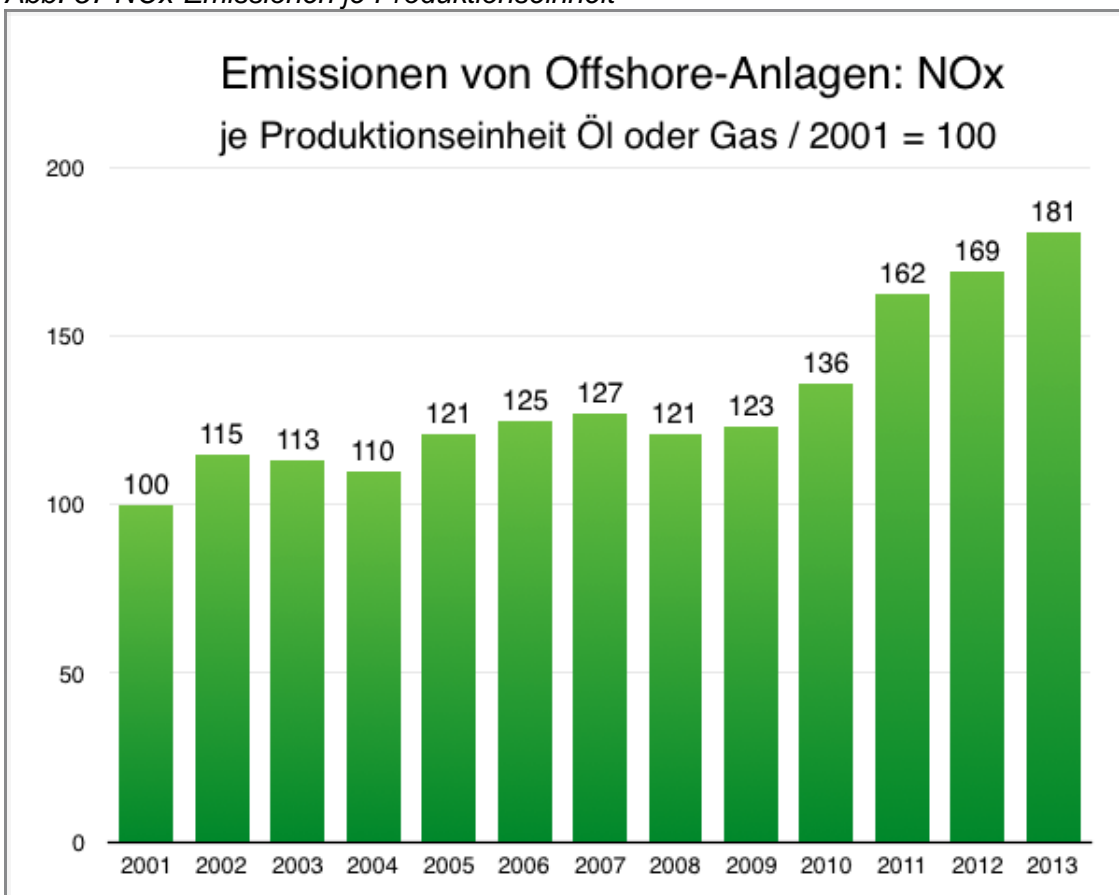
⁴⁵ http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_tab_emi-ausgew-luftschadst_2014-07-03.pdf.

Abb. 56 NOx-Emissionen



Wiederum gewichtet nach Produktionsmenge stiegen die NOx-Emissionen je geförderter Tonne Öl/Gas steil an. Sie lagen 2013 um 81% höher als 2001.

Abb. 57 NOx-Emissionen je Produktionseinheit



Quelle: EnergyComment; errechnet aus Abb.56 und OSPAR-Produktionszahlen

Die Auswirkungen der Offshore-Aktivitäten im Nordost-Atlantik sind nachweisbar. Rückstände von Öl und Chemikalien können laut OSPAR zum Beispiel in Miesmuscheln gefunden werden – in bis zu einem Kilometer Entfernung von Plattformen. Bei Schellfischen wurden von der OSPAR Veränderungen im Erbgut festgestellt – vermutlich durch die Aufnahme kontaminierter Sedimente. Die rund 10.000 Tonnen Öl, die im Jahr 2013 ins Meer gelangt sind, entsprechen etwa einem mittelschweren Tankerunglück.

Abb.58 Ölplattformen in der Nordsee



©Martin Langer/Greenpeace

Öl in der Nordsee - Abwrackung steht bevor

Auch in 30 Jahren wird wohl noch in der Nordsee Öl gefördert werden, wenn auch die Mengen bis dahin weiterhin schrumpfen werden. In den letzten 10 Jahren ist die Ölfördermenge in der Nordsee um 50% eingebrochen. Immer mehr kleine Vorkommen sollen den Mengenrückgang der Giant Fields aufhalten. Die Zahl der Öl- und Gasfelder in der Nordsee ist deshalb in den letzten zwei Jahrzehnten von 90 auf mehr als 300 gestiegen. Dennoch gelang es nicht, den Abwärtstrend abzubremesen.

Aber es gibt immer wieder Überraschungen: Erst vor wenigen Jahren (2010) wurde in einer relativ gut erforschten Region das Ölfeld *Johan Sverdrup* entdeckt, das mit 2-3 Mrd. Barrel Öl den größten Ölfund in norwegischen Gewässern seit 1974 darstellt.

Die umweltpolitisch heikle Frage ist nun, ob für diese andauernden Aktivitäten eine ausreichend sichere Infrastruktur zur Verfügung steht. Es ist kein Geheimnis in der Branche, dass viele technische Einrichtungen in der südlichen und mittleren Nordsee veraltet sind. Das Gebiet wird Schritt für Schritt zu einem Sanierungsfall mit Millionen Tonnen Stahl, Restöl und anderen Stoffen.

Auch offiziell ist die Nordsee nun in der „Ageing Infrastructure Phase“, ein Euphemismus für Störanfälligkeit, pausenlose Reparaturen und hohe Kosten, die niemand tragen will. Modernisierungs- und Instandhaltungsmaßnahmen werden so weit wie möglich ausgesetzt oder verschoben.

Die Plattformen von Shell, BP u.a. sind zum größten Teil älter als 20 Jahre, ein Drittel sogar älter als 30 Jahre. Viele große Öl- und Gasfelder, die sie ausbeuten, sind nahezu erschöpft. Für die Eigentümer der Infrastruktur besteht wenig Anreiz, in Anlagen zu investieren, die ohnehin in absehbarer Zeit abgewrackt werden müssen. Es besteht daher das Risiko, dass zu wenig investiert wird, um Sicherheitsstandards aufrechtzuerhalten.

Die geringen Strafen bei Unfällen stellen kaum eine Abschreckung dar. Wenn sich illegale Einleitungen von Öl oder Chemikalien ereignen, kommt es fast nie zu Sanktionen. Und selbst wenn, dann sind die verhängten Geldstrafen geradezu absurd niedrig. Nur 7 von 4123 *Oil Spills* (also unerlaubte Verschmutzungen der Nordsee durch Öl) seit dem Jahr 2000 wurden nach Angaben des britischen Energieministeriums mit Geldstrafen geahndet. In keinem der Fälle lag die Geldstrafe über 20.000 Pfund (ca. 24.000 Euro). Insgesamt lag die Summe der Strafen 2000-2011 bei 74.000 GBP. In demselben Zeitraum gelangten durch diese Kategorie von Ölunfällen laut DECC 1226 Tonnen Öl in die Nordsee.

Nach der Ölpest im Golf von Mexiko (2010) wurden zwar zahlreiche neue Technologien und Verfahren entwickelt, die die Sicherheit der Plattformen und der Offshore-Ölinfrastruktur insgesamt verbessern können. Doch ihre tatsächliche Implementation läuft wegen der hohen Kosten nur schleppend.⁴⁶

Mehrere Anläufe zur Verschärfung der Aufsicht in der Nordsee sind im Sand verlaufen, auch wenn viele Unternehmen ihre Sicherheitsmaßnahmen daraufhin zweifellos verbessert haben. Das Management der Ölkonzerne scheut jedoch größere Investitionen angesichts immer kleinerer oder erschöpfter Felder, steigender Kosten und niedriger Ölpreise. Die Großaktionäre der Ölmultis erwarten trotz des schwierigeren Umfeldes nach wie vor hohe Dividendenrenditen, was den Druck zu Kosteneinsparungen zusätzlich erhöht.

5.8 Arktis: „There will be spills“

Die Arktis gilt als eine der aussichtsreichsten, unerforschten Regionen der Öl- und Gasindustrie. In der Region nördlich des Polarkreises werden 30 % der bisher unentdeckten Gasressourcen und 13 % des unentdeckten Öls vermutet.

Nach einem Gutachten der amerikanischen Geologiebehörde USGS (US Geological Survey) aus dem Jahr 2008 enthält der Bereich nördlich des Polarkreises geschätzte 90 Milliarden Barrel unentdecktes, technisch förderbares Öl.⁴⁷ Diese Menge könnten den globalen Öldurst für drei Jahre stillen.

Mehrere Firmen waren schon aktiv. Der russische Ölkonzern Rosneft hatte Kooperationsverträge mit Konkurrenten unterzeichnet, um komplizierte Tiefseeaktivitäten in unzugänglichen und klimatisch schwierigen Gebieten der Arktis durchführen zu können. Mit dem amerikanischen Konkurrenten ExxonMobil gibt es einen Kooperationsvertrag zur Ausbeutung der Ölvorkommen unter anderem in der Kara-See nördlich des Polarkreises.⁴⁸ Ebenso kooperiert er dort mit dem britisch-niederländischen Unternehmen Shell. Der niederländisch-britische Ölkonzern betreibt derzeit schon Gasfelder vor der pazifischen Küste auf der russischen Sachalin-Halbinsel und bohrt vor Norwegen nördlich des Polarkreises, sowie vor Grönland und Nordalaska. Zudem plant Shell

⁴⁶ <http://www.offshore-technology.com/features/featureoffshore-fire-safety-new-hazards-and-challenges-in-an-ageing-infrastructure-4188369/>

⁴⁷ U.S. Geological Survey (2008) „Fact Sheet 2008-3049“[online:] <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf>

⁴⁸ dpa (2012) „Rosneft und ExxonMobil besiegeln Partnerschaft“. In: Financial Times v. 16.04.2012 <http://www.ftd.de/unternehmen/industrie/:kooperation-rosneft-und-exxon-mobil-besiegeln-partnerschaft/70023382.html>

Probebohrungen in der Beaufort- und Tschuktschen-See.⁴⁹ Auch das italienische Unternehmen ENI ist Vertragspartner von Rosneft.⁵⁰ Bohrvorhaben in Alaska wurden zudem von ConocoPhillips und BP angekündigt.⁵¹

Ein weiteres Unternehmen mit arktischen Ambitionen ist der norwegische Konzern Statoil, der sich Beteiligungen an der Erschließung von Öl- und Gasvorkommen in der Barentsee und dem Ochotskischen Meer vor Sibirien gesichert hat.

Shell als Vorreiter bis 2015: "There will be spills."

Der Alaska-Chef von Shell, Mr Slaiby, im BBC-Interview 2012:

"If you ask me will there ever be spills, I imagine there will be spills".⁵²

Shell war ein früher Protagonist arktischen Öls. Schon in den 1980er Jahren bohrte Shell in der Chukchi und Beaufort Sea. Aber bei den damaligen niedrigen Ölpreisen war der Golf von Mexiko attraktiver.⁵³ Der Ehrgeiz, ausgerechnet in Nordamerika, also unter den ungünstigsten politischen und regulativen Voraussetzungen, mit der Arktis-Erschließung zu beginnen, kann wohl nur aus dieser historischen Perspektive erklärt werden.

Die möglichen Vorkommen müssten nach Branchenkreisen vergleichsweise groß sein (500-1.000 Mio. Barrel Öl), damit sich die Erschließung und der Aufbau der Infrastruktur überhaupt lohnt. Von den 400 Entdeckungen der letzten 50 Jahre in Alaska hätten nur 12 dieses Kriterium erfüllt.

Die Begeisterung für Alaska hielt sich daher sowohl bei Shell als auch bei der Konkurrenz von Anfang an in Grenzen:⁵⁴

- Cairn Energy suchte zwei Jahre vor Grönland vergeblich nach kommerziell interessanten Feldern.
- BP und Rosneft gaben 2009 entnervt auf, als sie nach jahrelanger Suche im Sachalin-Block 4 keine nennenswerten Öl- und Gasvorkommen finden konnten.
- BP fand Öl vor Alaska (Liberty), aber extrem hohe Kosten und Sicherheitsbedenken führten zum vorläufigen Abbruch des Projekts.
- Statoil fand vor der nordnorwegischen Haustür Gas im Snohvit Feld und zusammen mit Eni Öl im Goliat-Feld. Aber die Chukchi Sea erscheint dann selbst Statoil zu riskant, so dass die Vorhaben dort auf die Zeit nach 2015 verschoben wurden.
- ExxonMobil hat zusammen mit Rosneft Ambitionen in der nördlichen Kara Sea, aber die enorm hohen Kosten, die z.B. eine Probebohrung in der Beaufort Sea mit ihren kurzen Sommerperioden verursachen würde, wirken auch hier wenig motivierend.

⁴⁹ Kroder, T. (2012), "Öl in der Arktis. Shell sticht BP in Russland aus". In: Financial Times Deutschland (v. 26.05.2011)

⁵⁰ Steuer, H. (2012), "Statoil sichert sich Öl aus Russland". In: Finanz und Wirtschaft v. 09.05.2012 [online:] <http://www.fuw.ch/article/statoil-sichert-sich-ol-aus-russland/>

⁵¹ Braune, G. (2011), "Investoren entdecken die Arktis". In: Handelsblatt (v. 01.05.2012) <http://www.handelsblatt.com/technologie/energie-umwelt/umwelt-news/milliardeninvestitionen-investoren-entdecken-die-arktis/6573696.html>

⁵² 29. Nov. 12 <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/9712687/Shell-Alaska-boss-There-will-be-spills.html>

⁵³ FT September 17, 2012 Shell's Arctic ambitions dented by mishaps

⁵⁴ FT September 4, 2012 Energy: Drills, chills and spills.

- ConocoPhillips hatte sich ebenso wie Shell Lizenzen vor Alaska gesichert, plant aber keine größeren Aktivitäten in arktischen Gewässern
- Total warnt angesichts der Risiken vor arktischen Abenteuern.⁵⁵
- Selbst die großen Versicherer winken ab. Lloyds in London hält die finanziellen Risiken im Falle einer Oil Spill für zu hoch.⁵⁶

Zudem stand Shell unter der ständigen Beobachtung internationaler NGOs, insbesondere Greenpeace, aber auch Amnesty International und Platform London in Nigeria. Im Fall Nigeria arbeitet die Zeit für Shell, denn die kritischen Onshore-Aktivitäten sind zwar lukrativ, aber werden in der Tendenz immer weiter zurückgehen, da die Felder in 10 bis 20 Jahren erschöpft sein werden. Eine hinhaltende Taktik und eine geringe Transparenz der Geschehnisse sind aus der Sicht Shells optimal.

Anders in der Arktis. Jedes Abwarten, jede Verzögerung kostet Geld, und da direkt vor den Augen der US-Öffentlichkeit, der US-Behörden und internationaler NGOs gebohrt werden sollte, war Transparenz unvermeidlich.

Breiter Rückzug aus der Arktis 2015

Shell konnte 2015 bei seiner extrem aufwendigen Bohrung im Sommer („Burger J“) in der Chuckchi Sea vor Alaska keine nennenswerten Öl- oder Gasvorkommen entdecken und hat den Rückzug aus der Offshore-Arktis angekündigt. Das Bohrloch wird nun versiegelt. Geologische Schätzungen von US-Behörden (USGS) hatten bisher im Burger Prospekt 4,3 Mrd. Barrel Öl vermutet.

Shell macht auch politische und rechtliche Risiken für den Rückzug verantwortlich. Tatsächlich war dieses Umfeld jedoch schon seit den 70er Jahren volatil, als Shell seine Arktis-Aktivitäten begonnen hatte. In letzter Zeit kam der Widerstand von Greenpeace, lokalen Umweltschutzverbänden sowie Gemeinden aus der Region hinzu. Im Jahr 2012 lief das Bohrschiff Kulluk in schwerer See auf Grund, was alle Befürchtungen bestätigte, dass die Risiken arktischer Offshore-Bohrungen hoch und unbeherrschbar sind.

Die Obama-Administration hat die Bohrgenehmigung für die von Shell geleaste Blöcke vor der Küste Alaskas verlängert. Shell wollte bis zu 6 Explorationsbohrungen in der Chukchi Sea ungefähr 70 Meilen vor Alaska in relativ seichtem Gewässer (ca. 40 Meter) durchführen. Ausgangshafen war Seattle, wo sich bereits lokale Protestbewegungen gebildet haben. Auch versucht die Stadtregierung rechtlich gegen die Nutzung der Hafeninfrastruktur durch Shell vorzugehen. In den Jahren 2005 bis 2008 hatte Shell mehrere Lizenzen in der Chukchi und Beaufort Sea für 2 Mrd. Dollar ersteigert. Bislang hat der Konzern 7 Mrd. Dollar für das Projekt ausgegeben, aber nur zwei flache Bohrungen im Jahr 2012 durchführen können.

Eine Überprüfung von Shell im Jahr 2012 hatte zahlreiche Defekte aufgedeckt. Tiefere Bohrungen wurden untersagt, u.a. weil der Containment Dome (eine Stahlglocke zur Abdichtung leerer Bohrlöcher) bei einem Test versagte.

Kurz darauf lief auch noch eine schwimmende Bohrplattform, die für Shell arbeitete, auf Grund. Sie war lediglich aus steuerlichen Gründen in schwerem Sturm zu einem anderen Standort abgeschleppt worden. Der Betreiber eines weiteren Bohrschiffs, das von Shell geleast worden war,

⁵⁵ <http://www.ft.com/cms/s/0/123e966c-08c0-11e2-9176-00144feabdc0.html#ixzz2DKkNC1G1>

⁵⁶ [The Guardian](#), Thursday 12 April 2012 Arctic oil rush will ruin ecosystem, warns Lloyd's of London

wurde zahlloser Vergehen schuldig gesprochen und musste 12,2 Mio. Dollar für seine Umwelt- und Sicherheitsverstöße zahlen.

Nach 2012 wurden die Sicherheitsanforderungen deutlich verschärft. Darunter ist auch ein Bohrverbot, das schon Ende September einsetzt; zudem muss stets eine zweite Rig vorhanden sein, um bei einem unkontrollierbaren Blowout (wie im Fall von Deepwater Horizon) eine Entlastungsbohrung durchführen zu können. In vielen Regionen vor Alaska darf grundsätzlich nicht gebohrt werden - ein Verbot, das Washington gegen den erbitterten Widerstand der Regierung in Alaska durchsetzte.

Jüngst hat das amerikanische Innenministerium zusätzliche Sicherheitsvorschriften für die Offshore- Förderung von Öl und Gas vorgelegt. Sie betreffen v.a. die allgemeine Ausrüstung, die verbesserte Konstruktion der Blowout-Preventer (eine Art überdimensioniertes Sicherheitsventil, das den unkontrollierten Austritt von Öl und Gas am Meeresboden stoppen soll) und die Echtzeit-Überwachung von Bohrvorgängen.

Die erste Bohrung vor Alaska führte Shell bereits 1963 im Cook Inlet durch. Ein neuer Anlauf in den 80er Jahren wurde wegen der niedrigen Ölpreise abgebrochen.

Der aktuelle Rückzug kommt überraschend: Der niedrige Ölpreis liegt als Anlass dieses Meinungsumschwungs nahe, aber da die Vorhaben auf Jahrzehnte angelegt sind, dürfte dieser Faktor nicht allein ausschlaggebend gewesen sein. Eher noch die grundsätzliche strategische Neuausrichtung Shells zugunsten von Gas, die durch den Kauf von BG (ex British Gas, 70 Mrd. Dollar) bestätigt wurde.

Schließlich sind auch die Investitionsmittel knapper geworden, da die Dividende stabil gehalten werden soll. Da überrascht es nicht, dass ein teures und bislang erfolgloses Vorhaben gestoppt wird. Shell muss nun nach eigenen Angaben 4,2 Mrd. für laufende bisherige Ausgaben oder Zahlungsverpflichtungen abschreiben. Insgesamt dürften die Aufwendungen von Shell in der Arktis allerdings eher bei 7 Mrd. Dollar liegen.

Shell gilt als Vorreiter bei Arktisprojekten, der in der Branche genau beobachtet wird. Es kann vermutet werden, dass der Rückzug auch andere Firmen abhalten wird, in dieser Region aktiv zu werden. Chevron gab die Exploration in der kanadischen Beaufort Sea schon vor einiger Zeit auf; Statoil und Dong suchten vor Westgrönland erfolglos nach Ressourcen und gaben die Konzessionen zurück. ExxonMobil beendete das Joint Venture mit Rosneft in der Kara Sea wegen der Russland-Sanktionen. Rosneft will die Arbeiten frühestens 2021 wieder aufnehmen.

Die einzigen beiden arktischen Offshore-Ölförderungen betreiben jetzt zum einen Gazprom Neft im Feld **Prirazlomnoye**, 60 Kilometer vor der Küste in einer Wassertiefe von ca. 20 Metern. Und zum anderen die italienische ENI und die norwegische Statoil vor Europas Küste im Feld **Goliat** in der norwegischen Barentssee, ca. 85 Kilometer nordwestlich der Stadt Hammerfest.

Die italienische ENI (65%) und die norwegische Statoil (35%) hatten das Feld im Jahr 2000 entdeckt. Es soll knapp 200 Mio. förderbares Öl enthalten und bis zu 100.000 Barrel pro Tag produzieren. Der Bau der Plattform kostete 5,6 Mrd. Dollar. Sie wurde Anfang des Jahres aus der südkoreanischen Werft nach Norwegen geschleppt. Produktionsstart voraussichtlich 2016.

Ausblick auf die Bohrsaison 2016

(Stand November 2015)

Die jüngsten Rückschläge von Shell sind nicht der Schlusspunkt der Arktis-Erschließung. Ein Ausblick auf die geplanten Aktivitäten im Jahr 2016 zeigt, dass noch immer riskante und aufwendige Erschließungsvorhaben auf dem Plan stehen.

Shell

Shell hat wie oben beschrieben bekannt gegeben⁵⁷, dass es sein Offshore-Erkundungsprogramm in Alaska aufgrund der schlechten Ergebnisse im Bohrgebiet „Burger J“ im Tschuktschischen Meer aufgibt, in welchem Shell in diesem Sommer gebohrt hatte. Die Aussichten von Shell, bald wieder in die Arktis zurückzukehren, seien äußerst gering, gibt ein Manager zu: „Es existiert kein Plan, in absehbarer Zukunft zurückzugehen - dies ist undenkbar.“⁵⁸

Rosneft

Die gegen Russland verhängten Sanktionen führten zu einer eingeschränkten Beteiligung des Partners Exxon und haben das geplante arktische Erkundungsprogramm von Rosneft auf dem russischen OCS (Outer continental shelf) stark beeinträchtigt.⁵⁹ Dies führte zur Aufgabe der kompletten Bohrsaison 2015 in der Kara-See.⁶⁰

Weitere Verzögerungen werden als „möglich“ angesehen - ein Analyst ging so weit zu sagen, dass „die aktuellen Wirtschafts- und Außenbedingungen so sind, dass es wahrscheinlich sogar 2017 keine Bohraktivitäten geben wird.“⁶¹ Es gibt auch keine neuen Meldungen darüber, ob mögliche Bohraktivitäten von Rosneft in der Pechora-See weitergehen – sie sind derzeit ebenfalls als unwahrscheinlich anzusehen. Trotzdem gibt sich der Konzern in der Öffentlichkeit zuversichtlich - eine Quelle sagt, „wir werden 2016 die Bohrungen selbstständig fortsetzen, wenn wir eine Plattform finden. Die Arktis ist unsere Priorität.“⁶² Als Teil seines Joint Ventures mit Statoil plant Rosneft 2016 mindestens eine Bohrung in der subarktischen Okhotsk-See durchzuführen – im gleichen Zeitraum liegt ein (nominellen) betrieblichen Bohr-Fenster der sogenannten Perseevsky-Lizenz in der Barentssee. Es gibt aber noch keine konkreten Pläne, tatsächlich in diesem Gebiet im Sommer 2016 zu bohren.

Gazprom

2016 wird die Ölförderung auf der Gazprom-Plattform Pirazlomnaya in der Pechora-See fortgesetzt. Außerdem wurden 2014 Erkundungsarbeiten des Konzerns in der Region im Dolginskoye Feld durchgeführt. 2015 fanden keine weiteren Bohrungen statt. Auch für 2016 gibt es keine Ankündigungen. Aufgrund der Sanktionen kann es sein, dass es bis 2019 keine Bohrungen im Dolginskoye Feld geben wird.⁶³

⁵⁷ <http://www.shell.com/global/aboutshell/investor/news-and-library/2015/shell-updates-on-alaska-exploration.html>

⁵⁸ http://www.ft.com/cms/s/d90812ee-65df-11e5-97d0-1456a776a4f5,Authorised=false.html?siteedition=uk&_i_location=http%3A%2F%2Fwww.ft.com%2Fcms%2Fs%2F0%2Fd90812ee-65df-11e5-97d0-1456a776a4f5.html%3Fsiteedition%3Duk&_i_referer=&classification=conditional_standard&iab=barrier-app#axzz3t3YlekGj

⁵⁹ <http://barentsobserver.com/en/energy/2015/06/rosneft-buys-time-arctic-15-06>

⁶⁰ <http://www.ibtimes.com/russian-oil-giant-rosneft-delaying-arctic-drilling-plans-amid-western-sanctions-1800476>

⁶¹ <http://uk.reuters.com/article/2015/06/11/russia-rosneft-kara-sea-idUKL5N0YW3DD20150611>

⁶² <https://chronosoilandgas.com/News/Read/1747/rosneft-kara-sea-drilling-on-hold-until-2016>

⁶³ <http://www.rbc.ru/business/15/11/2015/5645a9429a7947c868dcadf9>

Statoil

Nachdem der Konzern Pläne aufgegeben hat, 2015 in der arktischen Barentssee zu bohren und Lizenzen vor Grönland ablaufen zu lassen, bleibt es unklar, ob Statoil 2016 in den Norden zurückkehren wird. Neueste Ankündigungen von Statoil lassen vermuten, dass der Konzern 2017 in die Barentsee zurückkehrt.⁶⁴

Exxon

Die Sanktionen des Westens haben auf das arktische Exxon-Rosneft Joint Ventures negative Auswirkungen. Ende 2014 annullierte der US-Ölkonzern⁶⁵ Verträge mit mehreren Betreibern von Versorgungsschiffen, die in der Kara-See 2015 und darüber hinaus eingesetzt werden sollten. Analysten gehen davon aus⁶⁶, dass die Erkundung dort bis 2018 nicht wieder aufgenommen werden. Rosneft gibt keine Auskunft, ob dort 2016 oder 2017 Bohrungen stattfinden werden.

Andere Konzerne

- *Imperial Oil* (Kanadisches Öl- und Gasunternehmen) – hat Lizenzen in der kanadischen Beaufort-See.⁶⁷ Das Unternehmen hat seine Bohrpläne auf unbestimmte Zeit verschoben, da innerhalb des Lizenzzeitraumes nicht genügend Zeit ist, um die notwendigen Zulassungsverfahren und die technischen Arbeiten durchzuführen.⁶⁸
- *Cairn Energy* – hat aktuell keine Pläne für zukünftige Arktis-Bohrungen vor Grönland.
- *Eni* – hat 2012 ein Joint Venture mit Rosneft unterschrieben, um in der russischen Barentssee zu bohren, hat aber zurzeit keine Bohrpläne für 2016. Eni betreibt in der südlichen Barentsee vor der Küste Norwegens die Förderplattform „Goliath“ (siehe oben). Die Ölförderung soll demnächst aufgenommen werden. Das Öl wird mithilfe von Shuttle-Tankern verschifft.
- *Hilcorp* (US-amerikanisches Öl- und Gasunternehmen) – 2014 verkauft BP vier seiner Ölbeteiligungen auf der North Slope (Küstenregion in Alaska) an das Unternehmen Hilcorp. Hilcorp will in der Beaufort-See fünf Meilen vor der Küste eine künstliche Insel namens „Liberty“ errichten.⁶⁹ Das Liberty-Projekt wird auf einer Fläche von etwa 3,6 ha und in ca. sechs Meter Wassertiefe gebaut. Es befindet sich weiterhin im Entwicklungsstadium und benötigt noch Jahre bis zur Fertigstellung.
- *Chevron* - stoppt 2014 die Bohrungen in der Arktis „auf unbestimmte Zeit“.⁷⁰

⁶⁴ <http://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFFWN13S00V20151203>

⁶⁵ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-12-01/exxon-rosneft-scrap-arctic-contracts-as-russia-sanctions-bite>

⁶⁶ <http://www.cnbc.com/2015/06/11/reuters-america-exclusive-russias-rosneft-unlikely-to-resume-kara-sea-drilling-before-2018--sources.html>

⁶⁷ <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/major-oil-companies-apply-to-drill-deep-in-canadian-arctic/article14596797/>

⁶⁸ <http://www.cbc.ca/news/canada/north/imperial-oil-bp-delay-beaufort-sea-drilling-plans-indefinitely-1.3129505>

⁶⁹ <http://fuelfix.com/blog/2015/09/21/feds-to-review-hilcorps-plan-for-manmade-island-in-arctic/>

⁷⁰ <http://www.cbc.ca/news/canada/north/chevron-puts-arctic-drilling-plans-on-hold-indefinitely-1.2877713>

- *ConocoPhillips* - setzt 2013 setzte seine Explorationsvorhaben in Alaska aus. Für zukünftige Bohrpläne in der Arktis seien immer noch nicht alle Fragen der US Administration geklärt, so das Unternehmen.⁷¹
- *CNPC* (China National Petroleum Corporation, staatlicher chinesischer Ölkonzern) - plant Joint-Venture-Projekte mit Rosneft in der Barents- und der Pechora-See. Allerdings gibt es dafür bislang noch keine Bestätigung möglicher Starttermine.
- *PetroVietnam* – hat 2014 mit Gazprom einen Vertrag unterzeichnet, der dem Unternehmen Bohrungen in der Petchora See (Dolginskoye-Feld) erlaubt. Bislang gibt es keine konkreten Pläne, wann mit den Erkundungsbohrungen begonnen werden soll.
- *Total* - hat sich 2012 von Bohrungen in der Arktis distanziert, weil ein Ölunfall das Ansehen des Unternehmens „zu sehr beschädigen würde“⁷².
- *Maersk* – hat in diesem Jahr bekannt gegeben, die Entscheidung für Bohrungen vor Grönland um bis zu 2 Jahre zu verschieben.⁷³
- *Dong Energy* (dänisches Öl- und Gasunternehmen) – 2014 hat das Unternehmen seine Lizenzen für die Westküste Grönlands zurückgegeben.⁷⁴
- *GDF Suez* (Internationaler Energieversorgungskonzern mit Sitz in Frankreich) – gab ebenfalls seine Lizenz für Explorationen vor der Küste Grönlands zurück. Begründung u.a. : kaum Infrastruktur und hohe Umweltaforderungen und damit verbunden, hohe Kosten bei der Entwicklung der Ölfelder.⁷⁵
- *Tullow Oil* (britisch-irisches Öl- und Gasunternehmen mit Sitz in London) – Das Unternehmen hält einen nicht-operativen Anteil an einem Gebiet (Block) in der Baffin Bay, Grönland. In 2016 soll eine Entscheidung über die Nutzung oder die Rückgabe der Lizenz fallen.⁷⁶
- *Repsol* (spanisches Eerngieunternehmen) – führte 2013 eine ergebnislose Bohrung in der südlichen Barent-See durch. Eni verfügt über Explorationsgebiete in der Tschuktschen-See, hat aber zur Zeit keine Pläne für weitere Erkundungen.⁷⁷

⁷¹ <http://fuelfix.com/blog/2015/05/12/questions-linger-for-conocophillips-on-arctic-drilling-program-following-shells-ok/#8260101=0>

⁷² <http://www.theguardian.com/us-news/2015/jun/15/seattle-kayak-activists-detained-blocking-shell-arctic-oil-rig>

⁷³ <http://af.reuters.com/article/angolaNews/idAFL6N0UM20B20150107>

⁷⁴ http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/136755/Statoil_Hands_Back_3_Greenland_Exploration_Licenses

⁷⁵ <https://www.energyvoice.com/oilandgas/72597/statoil-gdf-suez-dong-energy-drop-greenland-exploration/>

⁷⁶ <http://www.tulloil.com/operations/new-ventures/greenland>

⁷⁷ http://northern.org/media-library/maps/arctic/arctic-ocean-maps/chukchi-sea-leases-by-oil-corporation-owner-mapped-by-boem/image_view_fullscreen

Bedrohungen des arktischen Ökosystems durch Öl- und Gasförderung

Schon heute wird der Nordostatlantik durch reguläre Ölförderaktivitäten verschmutzt. Die Öl-Austritte geschehen etwa durch ölhaltiges Wasser, das bei der Erdölförderung mit an die Oberfläche kommt (Produktionswasser) und nach einer mehr oder weniger gründlichen Reinigung ins Meer gepumpt wird. Die Auswirkungen sieht man etwa bei Öl- und Chemikalienrückständen in Miesmuscheln im weiten Umkreis um Bohr- und Förderplattformen. Auch Erbgutveränderungen bei Schellfischen können auf verunreinigte Sedimente zurückgeführt werden.⁷⁸

Besonders unkalkulierbare Risikofaktoren in der Arktis sind die extremen Wetterbedingungen und das Eis. Es gibt kein erprobtes Verfahren, das einen Ölteppich im arktischen Eis effektiv bekämpfen könnte. Hinzu kommen ungewohnte Sichtverhältnisse durch die langen Dunkelheitsperioden im Winter.

Im Falle eines Ölunfalls wie z.B. eines Blowouts sind Bohrschiffe oftmals weit von jeder unterstützenden Infrastruktur entfernt. Zum Beispiel liegt in Alaska der nächste größere Hafen 2.000 km von den Shell-Bohrfeldern entfernt. Es würde Wochen, bei geschlossener Eisdecke sogar Monate dauern, bis die notwendigen technischen Einrichtungen zur Bekämpfung und Sanierung eines Ölaustritts vor Ort wären.

Die Konsequenzen eines Ölunfalls könnten für das arktische Ökosystem daher drastisch sein und ihre Dimension ist nur zu erahnen.⁷⁹ Das Unglück des Tankers Exxon Valdez im Prince William Sound in Alaska am 24. März 1989 gibt jedoch eine Ahnung von den gravierenden Umweltschäden.

Die Katastrophe der Exxon Valdez – spürbar bis heute

Der Einhüllentanker Exxon Valdez lief 1989 auf ein Unterwasserriff und verlor durch ein Leck ca. **40.000 Tonnen Rohöl (etwa 300.000 Barrel)**.

Die Folgen der Ölkatastrophe für die Tier- und Pflanzenwelt, für das gesamte Ökosystem des Prince William Sound und darüber hinaus, waren verheerend: Etwa **250.000 Seevögel** verendeten durch das Öl. **3.500 Seeotter** – das entspricht 10 % der Gesamtpopulation – **300 Robben** und **22 Orcas** fanden durch diese Katastrophe den Tod. Und das waren nur die sichtbaren Folgen. Welche Konsequenzen diese Katastrophe für das Plankton hat, ist kaum abschätzbar, aber der Zusammenbruch der Heringsfischerei in den Folgejahren ist ein Indiz dafür, dass Milliarden Fischeier, ein wichtiger Bestandteil des Planktons⁸⁰, in dem durch Öl vergifteten Wasser zerstört wurden.

⁷⁸ Feddern, J. (2012), „Erdölförderung im Nordost-Atlantik. Wie das Öl unsere Meere verschmutzt.“ Greenpeace.

⁷⁹ Wolff, R. (17.03.2012), „Jetzt wird die Arktis angebohrt“. In: Klimaretter.info [online:] <http://www.klimaretter.info/protest/hintergrund/10810-jetzt-wird-die-arktis-angebohrt/>; Trotz, S. (22.05.2012), „Shells Ölbohrungen in der Arktis - ein Risiko für Umwelt und Investoren“. Greenpeace [online:] http://www.greenpeace.de/themen/oel/nachrichten/artikel/shells_oelbohrungen_in_der_arktis_ein_risiko_fuer_umwelt_und_investoren/

⁸⁰ Definition von Plankton: „Im Wasser schwebende, mikroskopisch kleine Organismen, die sich nicht selbst fortbewegen können. (griech. übersetzt: "das umher Getriebene")“ (Umweltlexikon-online.de (24. Februar 2012), „Plankton“ [online: <http://www.umweltlexikon-online.de/RUBwasser/Plankton.php>]

Noch heute, also ein Vierteljahrhundert nach dem Unfall, findet man in der Nähe des Unglücksortes Ölrückstände, die die Umwelt weiter belasten.⁸¹ Im Statusreport, der zum 20jährigen Jahrestag des Unglückes veröffentlicht wurde, kamen die Autoren zum Schluss, dass sich **zwei der untersuchten Tierarten bis heute nicht vom Unglück erholt haben**, zehn Arten auf dem Weg der Erholung sind und sich zehn weitere Arten erst 20 (!) Jahre nach dem Unglück wieder erholten, d.h. die ursprünglichen Bestandszahlen erreicht haben.⁸² Der Seeotterbestand, dessen Zahl durch das Unglück halbiert wurde, hatte sich auch nach 23 Jahren noch nicht erholt.

Abb.61 Seeotter (Enhydra lutris), durch Tankerunglück der Exxon Valdez mit Öl verschmutzt



© Merjenburgh/Greenpeace

⁸¹ Spiegel Online (18.01.2010). "Umweltverschmutzung Das gefährliche Erbe der "Exxon Valdez"" [online:] <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/0,1518,672507,00.html>; s.a. the Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council (2009) "Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council 2009 Status Report" [online:] www.evostc.state.ak.us

⁸² ebd.

Kommt nach der Arktis die Antarktis ?

Im Gegensatz zur Arktis steht die Antarktis durch den Antarktisvertrag unter Schutz. Der internationale Vertrag wurde von 12 Nationen im Jahr 1959 unterzeichnet und trat 1961 in Kraft. Im Laufe der Zeit kamen Zusatzübereinkommen zum Antarktisvertrag hinzu. Wichtig ist in diesem Zusammenhang das Umweltschutzprotokoll (USP) von 1991. Das USP enthält ein Verbot von Rohstoffaktivitäten, das allerdings nach Ablauf von 50 Jahren einer Revision unterzogen wird.⁸³ Nach seinem Entstehungsort Madrid wird das Zusatzabkommen auch das Madrid-Protokoll genannt. Sechs Jahre hat es gedauert, bis alle 26 Vertragsstaaten das Protokoll unterzeichnet hatten. Das Umweltschutzabkommen trat am 14. Januar 1998 in Kraft und gilt bis zum Jahr 2048. Der Antarktisvertrag mit seinen Zusatzabkommen gilt südlich des 60° Breitengrades.

Forschungsschiff sinkt

Große Ölverschmutzungen sind rar, aber mit der Zunahme menschlicher Aktivitäten in der Antarktis erhöht sich auch das Risiko von Ölverschmutzungen. Der bisher größte Ölunfall ereignete sich 1989, als das unter argentinischer Flagge fahrende Schiff *Bahia Paraiso* auf dem Weg zur Versorgung einer argentinischen Forschungsstation auf Grund lief, vor der Westküste der antarktischen Halbinsel in der Nähe der US-amerikanischen Palmer-Forschungsstation sank und 600.000 Liter Dieselöl verlor.

Havarie eines Kreuzfahrtschiffes

Im November 2007 rammte ein Kreuzfahrtschiff des kanadischen Veranstalters „Gap Adventures“ einen Eisberg bei den Südlichen Shetland-Inseln und sank. Es flossen rund 185.000 Liter Treibstoff in die antarktischen Gewässer, die zwei Tage später einen Ölfilm von etwa 5km² Fläche hinterließen. Neben den 154 Passagieren, die evakuiert werden mussten, wurden geschätzte 2.500 Pinguine, deren Wanderroute genau durch das Unfallgebiet führt, von dem giftigen Schlick bedroht. Darüber hinaus fielen weitere Seevogelarten, sowie Seehunde, Fische, Algen und Plankton der Havarie zum Opfer.⁸⁴

5.9 Das Niger-Delta - eine Skandalchronik

Nach endlosen Auseinandersetzungen haben sich in diesem Jahr Shell und zwei nigerianische Gemeinden auf eine Summe von 83,4 Mio. Dollar Schadensersatz geeinigt. Hintergrund sind zwei große Ölverseuchungen im Jahr 2008. Die Shell-Pipelines waren durchgerostet, aber die Lecks wurden monatelang ignoriert. Die Kläger sprechen von 500.000 Barrel Öl, die ausgeflossen seien. Tausende von Bauern verloren ihre Existenzgrundlage. Shell sprach zu Beginn von 4.000 Barrel, räumte dann aber höhere Mengen ein, ohne sich festlegen zu wollen.

Shell kündigte an, mit der Sanierung der betroffenen Region in Bodo zu beginnen, wollte aber keine Details über Zeitplan oder Investitionen geben. Andere Prozesse gegen Shell laufen weiter.

⁸³ Das scheint aber Explorationstätigkeiten nicht völlig verhindern zu können. Die Zeitung „Voice of Russia“ meldete Mitte Januar 2011, dass Russland Ölexperten in die Antarktis geschickt habe, um im Weddell-See nach Öl- und Gasvorkommen zu suchen; (16.01.2011), „Russia sends oil exploration team to the Antarctic“ [online:] <http://english.ruvr.ru/2011/01/16/39953731.html>

⁸⁴ Der Spiegel (23.11.2007), „Havarie in der Antarktis. Kreuzfahrtschiff rammt Eisberg - Leck im Rumpf“ [online:] <http://www.spiegel.de/panorama/0,1518,519146,00.html>; Associated Press (30.11.2007), „Sunken Antarctic cruise ship left oil spill - Mile-long slick is near breeding grounds for 2,500 penguin“ in: MSNBC.com [online:] http://www.msnbc.msn.com/id/22039975/ns/world_news-world_environment/; ITOPF (07.12.2007), „M.S. EXPLORER, Sinking & Oil Spill, Antarctica“ [online:] <http://www.itopf.com/news-and-events/archive/2007.html#EXPLORER>

Sie markieren nur Zwischenschritte in einer mittlerweile 50jährigen Skandalgeschichte. Der britisch-niederländische Konzern Royal Dutch Shell war als politisch einflussreichster Akteur in zahllose Ölverseuchungen, die Verfolgung der politischen Opposition und Menschenrechtsverletzungen in der ölreichen Niger-Delta-Region verstrickt oder unmittelbar dafür verantwortlich.

Nigeria ist der größte Ölproduzent Afrikas. Historisch begann die Ölförderung auf dem Festland, insbesondere im Niger-Delta. 7.000 Kilometer Pipelines durchschneiden diese Region. Aus alten, undichten Leitungen und Pumpstationen sickert Öl in die Umwelt. Große Gasfackeln verbrennen seit Jahrzehnten das bei der Förderung anfallende Gas.⁸⁵

Schon seit den 1950er Jahren verursacht die Ölförderung enorme Umweltschäden im Niger-Delta. Shell dominierte von Anbeginn an die nigerianische Ölwirtschaft und exportiert seit 1958.⁸⁶ Aber auch andere Ölkonzerne sind aktiv, insbesondere Chevron.

Die Vorwürfe richten sich allerdings vor allem gegen Shells Aktivitäten:

- Umweltverschmutzung und Verseuchung ganzer Regionen über Jahrzehnte hinweg durch zahllose Pipelinelecks und Unfälle
- Gasabfackelung (Flaring) mit enormen klimatischen und gesundheitlichen Folgen
- Menschenrechte: Kollaboration mit und Finanzierung von offiziellen und inoffiziellen militärischen Einheiten und Polizeitruppen mit dem Ziel, die Ölproduktion am Laufen zu halten und Proteste zu bekämpfen
- Mangelndes Verantwortungsbewusstsein und Fehlinformationen: Prozesse werden bewusst verschleppt; Schadenersatz wird trotz Zusagen nicht geleistet; Rückzug auf eine unpolitische Nebenrolle und angebliche Unwissenheit trotz des unbestritten hohen Einflusses und eines umfangreichen Informantennetzes

a) Skandalchronik

Hier eine Auswahl von Ereignissen seit den 90er Jahren:

1995

Der Autor und Bürgerrechtler Ken Saro-Wiwa sowie acht weitere Anführer des Ogoni-Stamms aus dem Nigerdelta wurden 1995 gehängt. Dies löste weltweite Proteste und Sanktionen gegen Nigeria aus. Shell stand im Verdacht, mit dem Regime kollaboriert zu haben.

Shell und der Chef von Shell Nigeria wurden von Hinterbliebenen verklagt. Nach langen Verhandlungen erklärte sich Shell 2009 bereit, 15,5 Mio. Dollar zu zahlen, ohne jedoch ein offizielles Schuldeingeständnis zu leisten.

2007/2009

Shells Sicherheitsbudget: Nach einem Bericht von Platform London („Counting the Cost“) basierend auf vertraulichen internen Shell-Berichten gab Shell in den Jahren 2007-2009 mindestens 383 Mio. Dollar für Sicherheitsmaßnahmen in Nigeria aus. Ein beträchtlicher Teil davon wanderte in die Taschen militärischer oder paramilitärischer Einheiten, die für ihre Menschenrechtsverstöße bekannt sind. Allein 2009 wurden nigerianische Sicherheitskräfte, darunter die als „Kill and Go“ bekannten Polizeieinheiten, von Shell mit etwa 65 Mio. Dollar

⁸⁵ *Die Zeit*, 5.1.2011, Nr.2 S.19

⁸⁶ Royal Dutch Shell Annual Report and Form 20-F for the Year ended December 31, 2013.

unterstützt. Weitere 75 Mio. Dollar werden von Shell für "Sicherheitsmaßnahmen" deklariert, aber auch auf Nachfragen nicht näher erläutert.

Der Bericht führt weiter aus, dass Zahlungen dieser Art die Instabilität der Region, die Militarisierung der Konflikte und den Umfang der Menschenrechtsverletzungen verschärft und sich zudem - gemessen an den eigenen Zielen Shells - als völlig ineffektiv erwiesen hätte.⁸⁷

2009

Nach einem Bericht von Amnesty International wurde eine große Zahl von Oil Spills entgegen den Angaben von Shell nicht beseitigt. Auch das Abfackeln von Erdgas geht im großen Maßstab weiter.

2010/1990er

Amerikanische Gerichtsdokumente beweisen, dass Shell in den 90ern regelmäßig mit nigerianischem Militär und Polizeieinheiten kollaboriert hat, um lokale Proteste gegen die Ölindustrie zu unterdrücken. Shell hat die z.T. gewaltsamen Aktionen finanziert und logistisch unterstützt.⁸⁸⁸⁹

2010

Von Wikileaks veröffentlichte vertrauliche Telegramme zeigen, dass Shell in Nigeria durch ein großes Informantennetz umfassend über alle relevanten Vorgänge in allen wichtigen Ministerien unterrichtet wird. Die Chefin von Shell Nigeria rühmt sich des Umstandes, dass die nigerianische Regierung sich dieser Infiltration nicht mehr bewusst sei.⁹⁰

2010

Shell zahlt 58 Mio. Dollar an nigerianische und US-Behörden, um einer Anklage wegen Bestechung mit dem Ziel der Steuerhinterziehung zu entgehen.⁹¹

2011

Bonga Spill: Nigerianische Behörden fordern 5 Mrd. Dollar als Strafzahlung. Nach Angaben von Shell traten bei der Offshore-Anlage bei einer Verladeaktion 40.000 Barrel aus.⁹²

2011

Der UNEP-Bericht (United Nations Environment Programme) 'Environmental Assessment of Ogoniland' erscheint. Es ist die erste umfassende Bestandsaufnahme der Umweltschäden durch eine UN-Organisation. Shell (SPDC) räumt daraufhin ein, dass die Beseitigung von Schäden durch Öllecks in bestimmten Fällen entgegen früherer Erklärungen von Shell unzureichend war.⁹³

⁸⁷ <http://platformlondon.org/2012/08/19/data-leak-reveals-shell%E2%80%99s-deep-financial-links-to-human-rights-abusers-in-nigeria/> Aug 19, 2012; Beispiele: Some examples of state killings and communal conflicts fuelled by Shell include Uzere (2011), Gbaramatu (2009), Rumuekpe (2005-2008), Joinkrama 4 (2007-2010), Oru Sangama (2004), Dere (2009-2010), Odioma (2005), and Warri (2003).

⁸⁸ Shell oil paid Nigerian military to put down protests, court documents show [The Guardian](#), Monday 3 October 2011

⁸⁹ <http://platformlondon.org/2012/08/26/oil-companies-gave-cash-and-contracts-to-militants-and-warlords-in-nigeria/> und <http://platformlondon.org/2011/10/03/counting-the-cost-corporations-and-human-rights-abuses-in-the-niger-delta/> und <http://platformlondon.org/p-article/shell-admits-funding-niger-delta-warlords/>

⁹⁰ The Guardian, <http://www.guardian.co.uk/business/2010/dec/08/wikileaks-cables-shell-nigeria-spying>

⁹¹ Somo: Company Profile of Royal Dutch Shell, June 2012

⁹² July 17, 2012 FT Nigeria regulators want Shell fined \$5bn

⁹³ <http://www.shell.com.ng/environment-society/our-response.html>

Der Bericht stellt fest⁹⁴, dass Shell und die anderen Ölfirmen über 40 Jahre hinweg systematisch ein Gebiet von 1.000 km² kontaminiert haben, mit katastrophalen Auswirkungen auf die Gesundheit und die Natur. Außerdem wird dort festgestellt:

- Schwere Land- und Grundwasserkontamination
- Das Trinkwasser weist gefährlich hohe Konzentrationen u.a. von Benzenen auf
- Der Boden ist in vielen Regionen mehr als fünf Meter tief kontaminiert
- Die meisten Spill Sites sind entgegen den Informationen von Shell noch immer stark kontaminiert
- Die Ölfirmen haben ölverseuchte Erde z.T. einfach in benachbarten Gruben verscharrt
- Das Wasser enthält 1.000fach mehr Kohlenwasserstoffe als nach nigerianischen Standards erlaubt ist
- Shell hat sich weder an die eigenen noch an die nigerianischen Standards gehalten.

2012

Amnesty International und Friends of the Earth Netherlands (Milieudéfensie) starten Kampagne gegen die Shell-Aktivitäten in Nigeria.

2012/2008

In Bodo (Ogoniland) kam es 2008 zu einer der schwersten Ölverschmutzungen im Nigerdelta. Zur Zeit verklagen nigerianische Bauern in London und Den Haag Shell auf Schadenersatz. 11.000 Einwohner von Bodo, vertreten durch die Anwaltsfirma Leigh Day, verklagen Shell vor einem Londoner Gericht. Sie verlangen 150 Mio. Dollar von dem Ölkonzern, um die nach wie vor bestehenden Schäden aus Spills im Jahr 2008 zu beseitigen.⁹⁵

Martyn Day von Leigh Day & Co: "One of the most shocking aspects of this case is that by their own admission, instead of shutting down the leaking pipelines when they learnt of the leaks Shell continued pumping oil for weeks causing increasing devastation to Bodo's environment in a flagrant breach of their own policies and of Nigerian law."⁹⁶

Die bisherigen Sanierungsarbeiten nach den Spills durch verrostete Pipelines im Jahre 2008 werden als "amateurhaft" beschrieben. Behauptungen von Shell, neuere Lecks seien auf Sabotage zurückzuführen, konnten auch auf Nachfrage vom Unternehmen nicht belegt werden.⁹⁷

Laut Shell traten aus den Lecks 2008 1640 Barrel Öl aus. Neuere Untersuchungen durch eine unabhängige US-Spezialfirma (Accufacts) legen jedoch den Schluss nahe, dass es zwischen 103.000 und 311.000 Barrel waren, die in die Bodo Creeks geflossen sind und ein Gebiet von 20 Quadratkilometer kontaminiert haben.⁹⁸

2012

Korruptionsskandal um Block OPL 245⁹⁹: Beim Kauf einer Konzession von Förderrechten im nigerianischen Tiefwasser-Block OPL 245 kam es laut Global Witness zu hohen illegalen Zahlungen.¹⁰⁰

Demnach flossen im April 2011 1.092.040.000 Dollar (1,1 Mrd.) von Shell und Eni über Umwege an die Firma Malabu Oil & Gas von Dan Etete, der unter Diktator Sani Abacha Ölminister gewesen war.

⁹⁴ Niger delta oil spills clean-up will take 30 years, says UN [The Guardian](#), Thursday 4 August 2011

⁹⁵ Bodo v Shell court documents. <http://platformlondon.org/2012/06/18/bodo-v-shell-court-documents/> Jun 18, 2012

⁹⁶ <http://www.leighday.co.uk/News/2012/March-2012/11,000-Nigerians-sue-Shell-in-London-Courts>

⁹⁷ [The Observer](#), Sunday 23 September 2012

⁹⁸ Shell Nigeria oil spill '60 times bigger than it claimed' guardian.co.uk, Monday 23 April 2012

⁹⁹ FT November 11, 2012 Pressure on Shell/Eni over Nigeria deal

¹⁰⁰ FT 11.Nov.2012 "Pressure on Shell/Eni over Nigeria deal"

2012

Shell räumt eventuelle "versehentliche" Finanzierungen militanter Gruppen ein. Managing Director of Shell Nigeria, Mutiu Sunmonu, sagte am 9. Feb. 2012 in London:

"I believe that some of the things we do in the Delta could indeed unintentionally provoke conflict." "[...] as far as Shell is concerned, our business principle is very clear. We do not pay protection money. However, you also have to admit, that except a guy has a label on his forehead say[ing] "I'm a militant", you do not know who is a militant and who is a genuine contractor. So there could be cases in the past where you have thought you were employing, you know, a genuine, bona fide contractor, and yet he is probably a militant or a warlord. So I will not argue that such a situation, you know, could have arisen in the past. But it's always with the best of intentions."¹⁰¹

Ein solches Vorgehen ist laut Global Witness ein Verstoß gegen die Anti-Korruptionsgesetze in Großbritannien, USA und Italien.¹⁰²

2012/1997

Seltener Erfolg vor Gericht: Shell (SPDC) muss nach einem nigerianischen Gerichtsurteil mehr als 25 Mio. Dollar an fünf Gemeinden im Bundesstaat Imo für eine Ölkontamination im Jahr 1997 zahlen.

2012

Shell bekämpft die Einführung neuer Antikorruptionsvorschriften durch die EU, die Zahlungen an Regierungen transparenter machen würde.¹⁰³

2012

Ein Urteil des ECOWAS Court hält die nigerianische Zentralregierung und sechs Ölfirmen, darunter Shell, wegen der Verletzung von Menschenrechten und der Verschmutzung der Niger Deltaregion durch Öllecks für mitverantwortlich.¹⁰⁴

2012

Ein Bericht der Universität von Essex bestätigt die weit verbreiteten Vermutungen einer weitgehenden Mitverantwortung Shells für die zahllosen Öllecks im Nigerdelta. Allein zwischen 1976 und 2011 wurden 6800 Oil Spills gezählt.¹⁰⁵

2012/2013

Prozesse in Den Haag: Vor einem Gericht in Den Haag wurde die Klage der NGO Milieudefensie (in Vertretung vier nigerianischer Bürger) gegen Shell seit Oktober 2012 verhandelt.¹⁰⁶ Die Nigerianer fordern von Shell Schadenersatz und Sanierung ihrer Grundstücke nach mehreren Öllecks, die durch defekte Pipelines entstanden seien. Shell hält Sabotage für die Ursache der Lecks.¹⁰⁷ In einem weiteren Prozess in Den Haag vertritt die Anwaltsfirma Bohler nigerianische Bauern, die Shell wegen Ölunfällen in den Jahren 2004-2007 in Oruma, Goi und Ikot Ada Udo verklagen.¹⁰⁸ Dabei wurden 1.100 Barrel freigesetzt.

¹⁰¹ <http://platformlondon.org/2012/03/21/shell-ordered-to-pay-25m-to-nigerian-communities-over-oil-spill-imo-state/>

¹⁰² FT 11.Nov.2012 "Pressure on Shell/Eni over Nigeria deal"

¹⁰³ Somo: Company Profile of Royal Dutch Shell, June 2012

¹⁰⁴ <http://news.huraclub.org/2012/12/18/mosop-amnesty-hail-ecowas-judgement-holding-oil-companies-for-niger-delta-pollutions/>

¹⁰⁵ <http://www.amnesty.org/en/news/shells-investors-given-wake-call-independent-report-reveals-legacy-liabilities-over-niger-delta>

¹⁰⁶ <http://www.bnr.nl/programma/juridischezaken/644555-1212/2013-wordt-het-jaar-van-shell>

¹⁰⁷ <http://www.bnr.nl/programma/bnrduurzaam/706908-1210/shell-voor-de-rechter-om-vervuiling-nigeria>

¹⁰⁸ WSJ 11.Okt.2012

b) Flaring (Gasabfackelung)¹⁰⁹

Noch immer gibt es etwa 100 riesige Gasfackeln in Nigeria. Shell macht Sicherheitsprobleme dafür verantwortlich, dass das Gas Flaring nicht schneller reduziert werden kann. Das leuchtet jedoch nicht ein, da die Ölförderung in den letzten Jahrzehnten parallel dazu offensichtlich problemlos ausgebaut werden konnte.

Die Weltbank schätzte die abgefackelten Mengen in Nigeria 2011 auf 14,6 Mrd. Kubikmeter (zum Vergleich: ganz Deutschland verbraucht pro Jahr etwa 85 Mrd. Kubikmeter).¹¹⁰

Einige der großen Gasfackeln brennen bereits seit den 60er Jahren. Nur in Russland sind die Mengen noch höher. Allerdings steht Nigeria bei der Abfackelung im Verhältnis zur Ölproduktion an erster Stelle. In fast allen anderen Ländern wird Gas weitgehend abgefangen und zur Stromerzeugung verwendet oder weitertransportiert.

Dadurch wird die nigerianische Ölförderung zu einer der schmutzigsten und klimaschädlichsten der Welt. Durchschnittlich werden weltweit bei der Ölförderung etwa 5 g CO₂-equ. je MJ geförderten Öls freigesetzt. In Nigeria sind es jedoch 17-21g, also fast vier Mal so viel.

Hinzu kommen die mannigfachen Luft- und Gesundheitsbelastungen (saurer Regen), die durch große Gasfackeln in unmittelbarer Nachbarschaft der Wohnsiedlungen entstehen.

Shell könnte die Abfackelungen im Alleingang drastisch reduzieren, aber da viele der Onshore-Felder im Laufe der nächsten 10-20 Jahre erschöpft sein werden, wartet man anscheinend ab, bis sich das Problem "von selbst" löst oder bis man die Felder an nigerianische Unternehmen verkauft hat (was bereits geschieht). Shell bzw. SPDC hat bis heute keinen umfassenden, detaillierten Plan vorgelegt, aus dem hervorgeht, wo welche Mengen abgefackelt werden und wie dies vermieden werden könnte.

c) Spill Statistik

Die Statistiken von Shell zeigen Umfang und Zahl der dort erfassten Oil Spills in Nigeria.¹¹¹ Für die Jahr 1998-2009 berichtete Shell Oil Spills von durchschnittlich 41.000 Barrel pro Jahr an Öllecks in Nigeria. Unabhängige Studien legen jedoch weitaus höhere Werte von durchschnittlich 115.000-200.000 b/d pro Jahr nahe.¹¹²

Berichte von Amnesty International schätzen, dass seit Beginn der Ölförderung in den 50er Jahren mindestens 9 Mio. Barrel ausgetreten sind (zum Vergleich: Deepwater Horizon verseuchte den Golf von Mexiko mit knapp 5 mb).¹¹³

Darunter befinden sich sehr große Unfälle wie der Escravos Spill im Jahre 1978 mit 300.000 Barrel und ebenfalls 1978 der Forcados Terminal Spill mit 580.000 Barrel.

2007-2011 gab es nach offiziellen nigerianischen Angaben 3203 Oil Spills im Nigerdelta. Die Monatsstatistik für 2012 zeigt, dass sich selbst nach Shells eigener Einschätzung jeden Monat

¹⁰⁹ MD rapport Shell background E lage res.pdf Royal Dutch Shell and its sustainability troubles by Milieudefensie (Friends of the Earth Netherlands) 2011

¹¹⁰ Weltweit werden pro Jahr 140 bcm abgefackelt;

<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:22137498~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069,00.html>

¹¹¹ <http://www.shell.com.ng/environment-society/environment-tpkg/oil-spills.html>

¹¹² <http://platformlondon.org/2012/01/04/shells-bonga-oil-spill-hits-nigerian-communities/> Shell's Bonga oil spill hits Nigerian communities, Jan 4, 2012

¹¹³ [The Guardian](#), Sunday 22 August 2010

mehrere Oil Spills im Normalbetrieb ereignen, in vielen Monaten sogar mehr als ein Mal pro Woche.

Abb.59 Leck in einem Shell-Ölfeld, Nigeria



© Sara Leigh-Lewis/Greenpeace

Abb.60 Shell Ölfeld in Nigeria 1993: Gas wird abgefackelt. Im Vordergrund ein mit Öl verschmutzter Fluss



© Lambon/Greenpeace

5.10 Ölsand und gefracktes Schieferöl

Ölsand

Kanada hat weltweit die größten Reserven an Ölsanden. Zurzeit werden 1,7 Millionen Barrel Öl pro Tag aus den Ölsanden erzeugt. Bis 2030 soll die Menge auf 4-5 Millionen Barrel pro Tag gesteigert werden.¹¹⁴ Kanada wird wohl schon in wenigen Jahren zum viertgrößten Ölproduzenten der Welt aufsteigen, hinter Saudi-Arabien, Russland und den USA, wenn nicht der niedrige Ölpreis die Vorhaben längerfristig verzögert.

Der Abbau der teerartigen Ölsande ist dem Kohletagebau ähnlich und mit sehr erheblichen Belastungen für die Umwelt und das Klima verbunden. Neben der Landschaftszerstörung - die Vorkommen erstrecken sich über eine Fläche, die der Größe von England und Wales entspricht - werden zur Gewinnung des Öls riesige Mengen Wasser und Energie benötigt.

Anfallende Abwässer, die unter anderem mit Cadmium, Arsen, Quecksilber und anderen zum Teil krebserregenden Verbindungen belastet sind, werden in offenen Auffangbecken gelagert, aus denen täglich Millionen Liter ins Grundwasser sickern bzw. in die umliegenden Flüsse gelangen.

Diese schwermetallhaltigen und mit Chemikalien kontaminierten künstlichen Teiche, die bei der Aufbereitung der Teersande entstehen, erreichen enorme Ausmaße. So bedecken z.B. die "Tailing Ponds" des Projekts AOSP (Muskeg River und Jackpine Minen) eine Fläche von 23 Quadratkilometern.

Die Auswirkungen auf das Klima sind dramatisch: Pro Barrel Öl werden zwischen 80,8 und 122 kg CO₂ freigesetzt¹¹⁵ - das ist drei- bis fünfmal so viel wie bei der konventionellen Förderung.

Generell sanken die GHG der Teersandproduktion zunächst bis Mitte des letzten Jahrzehnts durch verbesserte Verfahren, aber seither steigen sie wieder an, da die billigere, aber energieintensivere *In-situ-Produktion* an die Stelle der Tagebauminen tritt. Dabei wird das schwere Öl mit großem Aufwand schon im Boden erwärmt und verflüssigt, so dass es an die Oberfläche fließen kann. Selbst institutionelle Investoren dringen mittlerweile auf umweltschonendere Methoden.

Kanada hatte sich durch die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2012 im Vergleich zu 1990 um sechs Prozent zu verringern. Im Dezember 2011 jedoch trat es aus dem internationalen Regime aus, unter anderem, um mögliche Zahlungsverpflichtungen in Höhe von 10,5 Milliarden Euro zu umgehen.¹¹⁶ Doch statt einer Absenkung von CO₂-Emissionen hat Kanada im Zeitraum von 1990 bis 2006 einen um 33 % höheren Ausstoß zu verzeichnen. Einen erheblichen Anteil daran hat der Ölsandabbau.

Nach dem Regierungswechsel sowohl in der Provinz Alberta als auch in Ottawa (2015) wird nun die rasche Einführung eines nationalen Emissionshandels und die Verschärfung der Auflagen für die Ölsandindustrie wahrscheinlich. Der niedrige Ölpreis und der vorläufige Stopp für neue Pipelines Richtung USA (Keystone XL) verzögern neue Projekte in der kanadischen Ölsandindustrie zusätzlich.

¹¹⁴ V. Lieven, C. (2012), "Ölsandabbau in Kanada: dramatische ökologische und klimatische Auswirkungen". Greenpeace Factsheet v. 03/2012, S.1f.

¹¹⁵ National Energy Technology Laboratory, Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum-Based Fuels, DOE/NETL-2009/1346 (2008), 12, table 2-4. [online:] <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NETL%20LCA%20Petroleum->

¹¹⁶ Welter, P. / Mihm, H. (2011), „Nach der Weltklimakonferenz. Kanada zieht sich aus Kyoto-Protokoll zurück“. In: Frankfurter Allgemeine Zeitung v. 13.12.2011 [online:] <http://www.faz.net/aktuell/politik/nach-der-weltklimakonferenz-kanada-zieht-sich-aus-kyoto-protokoll-zurueck-11560807.html>

Schieferöl - produziert durch Fracking

Shale Oil (Schieferöl oder Light Tight Oil) und Shale Gas (Schiefergas) sind in aller Munde. Von "Strohfeuer" bis zur "Energy Revolution" in den USA reichen die Einschätzungen. Die einen fürchten eine beschleunigte Klimakatastrophe durch billiges Schieferöl und einen Niedergang der Erneuerbaren Energien durch die übermächtige Konkurrenz des Schiefergases. Die anderen erwarten eine Reindustrialisierung der USA mit Millionen neuer Jobs und völliger Unabhängigkeit von Energieimporten.

Seit 1947 wurde in den USA bereits über 1,5 Millionen Mal gefrackt, also Gestein mit Wasserdruck aufgebrochen und dadurch für Gas und Öl durchlässiger gemacht. Doch das erfolgte fast ausschließlich in "normalem" Sedimentgestein oder in etwas dichteren Sandstein, um insbesondere TIGHT Gas zu fördern. Hier geht es jedoch um extrem dichtes Schiefergestein.

Es handelt sich beim Shale Oil (Schieferöl) um hochwertiges, leichtes Öl, das im sog. Source Rock, in dem das Öl ursprünglich entstanden ist, gefangen blieb; normalerweise wandert Öl aufwärts, bis es in poröserem Gestein z.B. durch eine darüber liegende, undurchlässige Salzschieferung aufgehalten wird und sich dort ansammelt.

Das Schieferöl muss hingegen mit aufwendigen Fördermethoden (Fracking, Einpressen von Chemikalien und Wasser, horizontale Fächerbohrungen) an die Oberfläche befördert werden. Technische und organisatorische Fortschritte über Jahrzehnte sowie eine laxer Umweltpolitik in der Bush-Ära lösten einen Ölboom in mehreren Bundesstaaten aus, insbesondere in North Dakota und Texas. Außerhalb der USA und Kanadas wird auf absehbare Zeit keine nennenswerte Shale Oil Produktion erwartet.¹¹⁷

Dichtes Ton-/Schiefergestein, das extrem undurchlässig ist, stellt die Förderunternehmen vor ganz andere Probleme. Das Öl strömt hier nicht durch die Druckdifferenz zum Bohrloch, sondern das Bohrloch muss zum Öl kommen. Und da die ölführenden Schichten meistens horizontal verlaufen und nicht sehr dick sind, muss horizontal gebohrt werden.

Diese Probleme sind nur durch die Kombination von vier Technologien zu bewältigen:¹¹⁸

1. **Directional Drilling** - gerichtetes Bohren, das über elektromagnetische Sensorik bis auf wenige Zentimeter genau in mehreren Tausend Metern Tiefe den Bestimmungsort erreicht. Am Vorkommen selbst hat das Bohrloch nur noch einen Durchmesser von 10-15 Zentimetern.

2. Sehr große Mengen an **Fracking Fluids**, denn die Vorkommen enthalten pro Kubikmeter im allgemeinen 90% weniger Gas und Öl als konventionelle Vorkommen und diese Rohstoffe bewegen sich kaum. Es muss also direkt in der Nähe des Gases gefrackt werden.

Anders als vielfach dargestellt, werden beim Fracking nur z.T. neue Risse geschaffen. Die Kunst besteht vielmehr darin, vorhandene Fugen zu erkennen oder zu erraten, sie durch das Fracking zu vergrößern und anschließend mit Hilfe der Proppants (Sand, Guakern o.ä.) und aggressiven Bioziden mechanisch und chemisch offen zu halten.

Andere Stoffe sind ebenso wichtig: Anti-Korrosionsmittel verhindern, dass das Metall der Pipeline durchlässig wird. Auch große Mengen reiner Salzsäure gehören zu den oftmals verwendeten Stoffen, um die Gesteinsöffnungen wie gewünscht dauerhaft nutzen zu können.

¹¹⁷ IEA: World Energy Outlook 2015, Paris 2015.

¹¹⁸ Vgl. hierzu ausführlich Global Energy Briefing Nr.82, Hamburg Februar 2013.

Insgesamt sind an die 700 verschiedene Chemikalien branchenweit im Einsatz. Pro Fracking sind es allerdings nur etwa 5-10 verschiedene Stoffe. Die Risiken sind trotzdem nicht von der Hand zu weisen, da bei vielen Stoffen die langfristigen Folgen noch nicht bekannt sind.

Das Fracking ist ein sehr energieintensiver Prozess, der sich über Wochen, wenn nicht sogar Monate hinzieht. In "Frackjobs" wird mit Hilfe großer Dieselgeneratoren der nötige Druck in der Bohrleitung aufgebaut. Das sind dann bis zu 40.000 PS (30 MW), die eine enorme Geräuschkulisse aufbauen.

In den großen Shale Regionen sind permanent mehrere Hundert Rigs (Bohrplattformen) im Einsatz. Schon 100 Rigs verbrauchen im Einsatz zusammen die Energiemenge von 1-2 großen AKW.

3. Slickwater/Geling Agents: Um den Druck in einer sehr langen Leitung auch in mehreren Tausend Metern Abstand aufrecht zu erhalten, muss der Reibungswiderstand des Wasser/Sand/Chemikalien-Gemischs reduziert werden. Dazu werden spezielle chemische Zusätze in großer Menge verwendet. Auch muss mit Hilfe dieser Stoffe der Sand gleichmäßig verteilt werden.

4. Multi-Pads, Cluster Drilling, Walking Pads: Bei konventionellen Vorkommen wird einfach ein senkrechtes Loch gebohrt. Wenn nötig, geschieht dasselbe noch einmal in 1.000 oder 2.000 Metern Entfernung.

Bei Schiefergas/Schieferöl sind weitaus mehr Bohrvorgänge notwendig. Würde man für jede Bohrung die Plattform neu abbauen und wieder aufbauen, wären die Kosten schnell prohibitiv.

Daher wird von jeder Plattform aus in einem komplizierten Verfahren mehrfach fächerförmig gebohrt. Spezielle Vorrichtungen erlauben die Verschiebung der Plattform über kleinere Distanzen in jede Richtung, damit das Vorkommen flächendeckend und lückenlos angebohrt werden kann.

Shale Regionen erfordern also eine **Industrialisierung** und eine massenhafte Anwendung von Produktionsanlagen, da die Vorkommen schnell erschöpft sind und der Tross dann weiterzieht.

Abb.62 Fracking - Industrialisierte Bohrungen



Quelle: Christoph Senz (privat)

Eine solche Bohrung kostet im Schnitt 4-10 Mio. Dollar. Normalerweise sinken die Fördermengen schon ab dem ersten Tag und gehen dann um etwa 50% pro Jahr zurück.

Der schnelle Rückgang erfolgt, weil zuerst das Öl oder Gas zum Bohrloch strömt, das ohnehin schon in den Rissen oder in unmittelbarer Nähe davon vorhanden war. Das restliche Öl muss sich erst den Weg zu diesen Bruchlinien bahnen, was wegen der geringen Durchlässigkeit des Gesteins sehr lange dauert. Verlässliche Langfristschätzungen sind noch nicht möglich, da auch die älteren Shale-Quellen erst wenige Jahre arbeiten und weil sich die geologischen Bedingungen im Prinzip schon nach wenigen Metern wieder ändern können.

Diese "**Massenproduktion**" der Öl- und Gasförderung hat zwangsläufig erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt.¹¹⁹

Sehr große Frackjobs in den USA dauern mehrere Monate. Dabei kommen bis zu 40.000 PS an den Pumpen zum Einsatz. Sie pressen 50-100.000 t Sand, über 1 Mio. Tonnen Wasser und über 30.000 t Chemikalien in den Boden. Das ist durchaus vergleichbar mit einer Fabrik der Grundstoffindustrie.

Alle diese Stoffe müssen zur Bohrstelle hin und zum großen Teil auch wieder von der Bohrstelle abtransportiert werden. Der LKW-Verkehr in der Region wächst enorm, eine Pipeline muss gelegt werden, die Abwässer müssen beseitigt werden, Abgase und Methan gelangen in die Atmosphäre. Frack Fluids könnten unkontrolliert an die Oberfläche strömen, Methan könnte auch noch nach vielen Jahren auf unvorsehbaren Wegen entweichen.

Die ersten Fracking-Tage bringen die stärksten Belastungen mit sich, da im Flowback Fluid verschiedene Gase und VOC (flüchtige organische Verbindungen) enthalten sind, die nicht abgetrennt werden können, sondern unkontrolliert in die Atmosphäre entlassen werden. Erst wenn sich nach ein paar Wochen die Förderung eingespielt hat, beginnt die stärker kontrollierbare "Produktionsphase".

Hinzu kommen Risiken durch fehlerhafte Zementierung (der Zement ist nur 3-4 cm dick), Lecks in korrodierten Rohren u.v.m.

Das Grundwasser kann ebenfalls belastet werden, denn zumindest bei der ersten Bohrung ist noch kein Casing vorhanden, so dass der Bohrschlamm unmittelbar mit dem Grundwasser in Kontakt kommt.

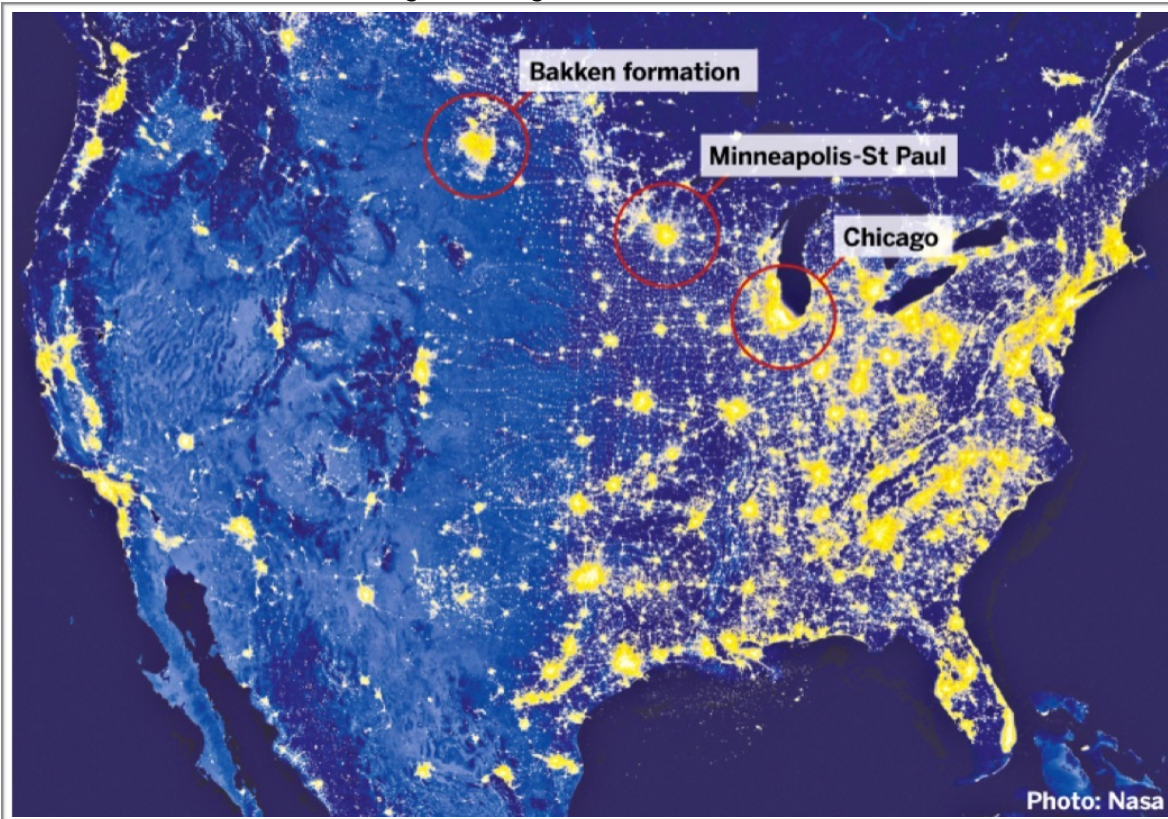
Die Risiken und Belastungen sind schon aus technologischen Notwendigkeiten höher als bei einer konventionellen Erschließung. Das eigentliche Problem stellt jedoch die **Zahl** der Bohrungen dar. Selbst eine 99%-Sicherheit relativiert sich dann. Das Unfallrisiko und die Emissionen steigen zwangsläufig mit der Zahl der Bohr- und Förderanlagen.

Auch die Klimafolgen sind nicht zu unterschätzen. In den USA entweichen große Mengen an Erdgas in die Atmosphäre, wo es dann eine - je nach Berechnungsmethode - 20-100fache größeren Treibhauseffekt wie CO₂ entfaltet.

Die Mengen an abgepackeltem Erdgas in den Schieferölregionen sind z.B. im Bakken (North Dakota) so groß, dass der Lichtschein heller ist als der großer Stadtregionen wie Mineapolis/St.Paul oder Chicago (vgl. folgendes Bild der NASA).

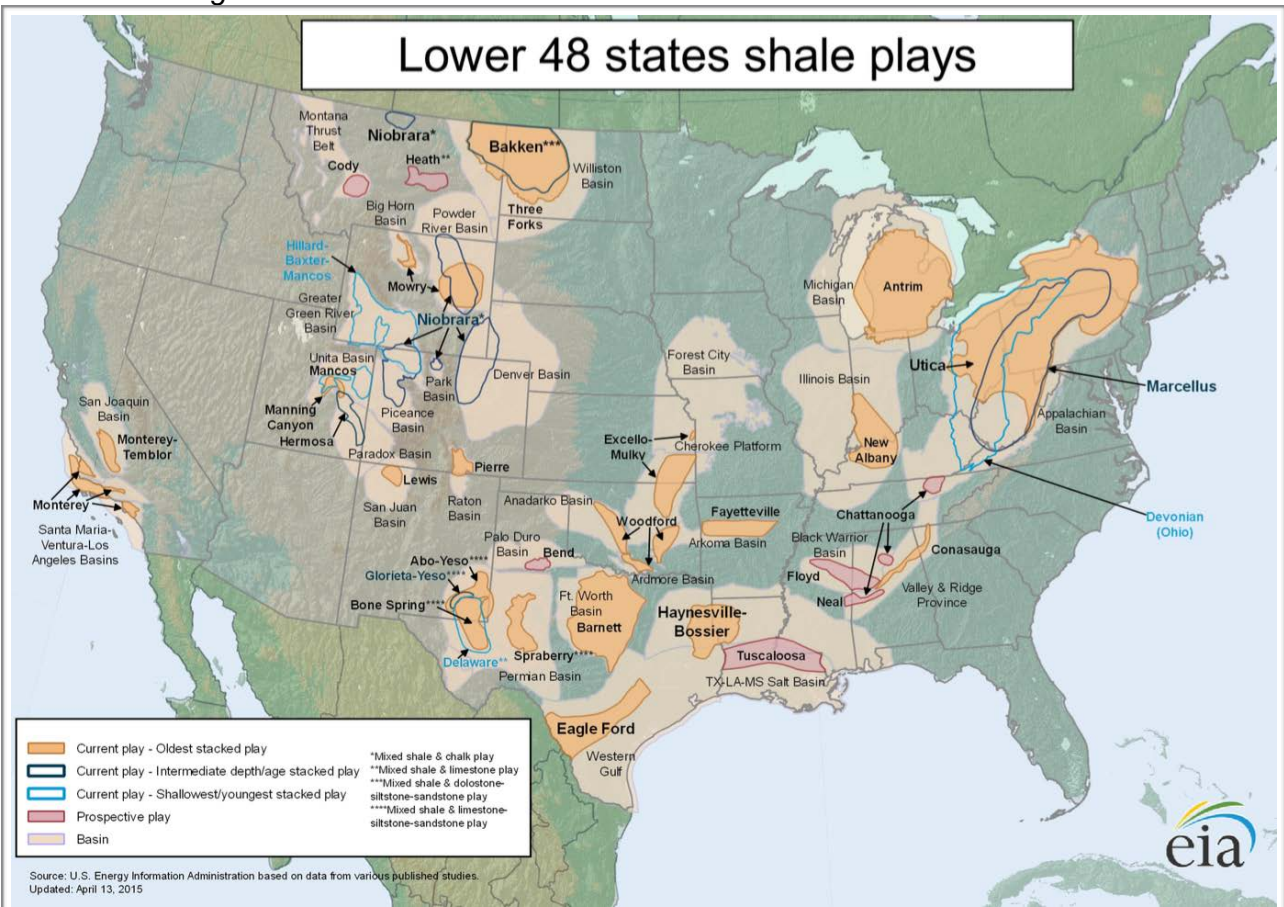
¹¹⁹ Ebd.

Abb.63 Schieferöl - Abfackelung von Erdgas



Quelle: Nasa

Abb.64 Schiefergas und Schieferöl: Vorkommen in den USA



Quelle: EIA (Stand 2015)

Fracking: Fossil Fuels Forever? Ende des Booms ist bereits in Sicht

In der Tat sind die Mengen an förderwürdigem Shale Oil in den USA aus nationaler Perspektive beträchtlich. Sie sind jedoch in globaler Perspektive kein Game Changer. Zur Zeit liefert amerikanisches Shale Oil fünf Prozent der Weltölversorgung. Die IEA hält einen Anstieg auf 6-7 % für denkbar, erwartet aber schon Mitte des kommenden Jahrzehnts einen Rückgang der Fördermengen, da die Vorkommen begrenzt sind und jede Bohrung innerhalb von 2-3 Jahren bereits erschöpft ist.

Der entscheidende Wendepunkt in der Produktivität des Shale Booms wird erreicht, wenn die Attraktivität neuer Bohrstellen nach der Erschöpfung der „Sweet Spots“ so schnell schrumpft, dass auch die technologischen und organisatorischen Verbesserungen die abnehmenden Erträge nicht mehr ausgleichen können. Dieser Punkt wird zwangsläufig eines Tages erreicht, auch wenn er sich im Moment nicht verlässlich datieren lässt. Langfristige Erfahrungswerte liegen bei dieser jungen Technologie noch nicht vor.

Auch bleibt unklar, ob das einmalige Fracking tatsächlich ausreicht, die Vorkommen für 20-30 Jahre zu stimulieren. Unstrittig ist zwar, dass die anfängliche Fördermenge in den ersten zwei Jahren um etwa 70% zurückgeht, aber wie es dann weitergeht, kann nur die Praxis der nächsten Jahre zeigen.¹²⁰

¹²⁰ Bei **Shale Gas** könnte der Boom erheblich länger andauern als bei Shale Oil. Große Regionen wie das Marcellus Shale sind erst ansatzweise erschlossen. Auch ist die Zahl potentieller Shale-Gas-Regionen höher und die Förderung leichter als beim „trägen“ Öl.

6. Die Zukunft des Öls

In der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts wird die Welt zwangsläufig ohne den Überfluss an Öl zurechtkommen müssen, der die Industrialisierung und Globalisierung der Weltwirtschaft in den letzten 100 Jahren erst möglich gemacht hat. Denn entweder wird eine Verknappung des Öls die Preise in schwindelnde Höhen treiben, oder erneuerbare Energien werden bis dahin eine weitaus nachhaltigere und in jeder Hinsicht kostengünstigere Energieversorgung ermöglichen. Ebenso ist möglich, dass sich bis dahin eine energischere Klimapolitik durchsetzt, die schon vor der physischen Verknappung auf nicht-fossile Energieträger setzen wird.

Die Frage ist also nicht mehr, ob die nächsten Generationen ohne Öl auskommen werden - denn das ist unvermeidlich - sondern ob dieser Wandel rechtzeitig umwelt- und sozialverträglich gestaltet wird. Bei einer Ölkrise sitzen alle Länder im selben Boot: Der Ölmarkt ist ein Weltmarkt und ganz überwiegend ein Tankermarkt. Öl fließt dorthin, wo der höchste Preis geboten wird. Es spielt also keine Rolle für Deutschland, ob im Golf von Mexiko ein Hurrikan tobt oder im Irak der IS Ölfelder besetzt. Eine Krise betrifft alle, weil sie über einheitliche Weltmarktpreise auf alle Schultern verteilt wird.

6.1 Der Ölpreiskollaps: Fossil Fuels Forever?

Der Preissturz bei Erdöl

Nach den Erdgas- und Kohlepreisen sind seit dem Sommer 2014 nun auch die Ölpreise drastisch gefallen. Nachdem sie sich drei Jahre lang um die 100-110 \$/b gehalten hatten, brachen sie rasch auf unter 50 \$/b ein. Im Jahresdurchschnitt 2015 liegen sie bisher bei 55 \$/b, also der Hälfte.

Der Ölpreissturz ist insofern bemerkenswert, als er nicht einer Wirtschaftskrise folgt (wie 1999 oder 2008), sondern in einem Umfeld stabiler konjunktureller Daten stattfinden konnte. Der Preiseinbruch kam insofern überraschend und in dramatischer Form.

Er hatte zwei Hauptursachen: Eine Überversorgung des Marktes und eine Lähmung des OPEC-Kartells, das sich nicht - wie 2008/2009 - zu einer Produktionskürzung durchringen konnte. Statt die Preise zu stützen, kämpfen die Ölexporteure am Persischen Golf jetzt um Marktanteile. Seither herrscht auf dem Ölmarkt ein ungewohnter Verdrängungswettbewerb.

Auch wenn der Preissturz zweifellos ungewöhnlich ist, ermöglicht die Untätigkeit des OPEC-Kartells tatsächlich eine Normalisierung des Marktes. Denn zwei Besonderheiten hatte der Ölmarkt bis dahin:

1. Preise weit über den Kosten: In den letzten Jahren hatte das OPEC-Ölkartell mit flexiblen Produktionsquoten dafür gesorgt, dass es kein dauerhaftes Überangebot auf dem Ölmarkt gab. Dadurch blieb der Ölpreis immer weit über den Produktionskosten und sorgte so für stabile Profitraten.

2. Teures Öl vor billigem Öl: Eine zweite Besonderheit des Ölmarktes bestand darin, dass ausgerechnet der Produzent mit den niedrigsten Kosten, nämlich Saudi-Arabien, der Swing-Producer war, der den Markt immer wieder durch Produktionskürzungen oder zusätzliche Mengen ins Gleichgewicht brachte.

In einem normalen Wettbewerbsmarkt würden bei einem Überangebot zuerst die Anbieter mit den höchsten Kosten Produktion bzw. Investitionen zurückfahren, also komplexe Offshore-Projekte, marginale Schieferölvorkommen, Ölsandminen oder kleinere Ölvorkommen in abgelegenen Regionen.

Da Saudi-Arabien jetzt seine Marktanteile verteidigen will, müssen viele Ölfirmen weltweit jetzt erstmals seit 1986 mit einem ungewohnten **Verdrängungswettbewerb** zurechtkommen. Die Preise nähern sich den Kosten bzw. Kostenerwartungen, denn der Markt wird weiterhin überversorgt. Die Preise sinken, bis die Ölproduzenten mit den höchsten Kosten oder der geringsten Risikobereitschaft das Handtuch werfen. **Viele Projekte, die im nächsten Jahrzehnt die globale Ölversorgung sichern sollen, werden gestrichen oder verschoben.**

Kapitalintensive und langfristig angelegte Ölprojekte werden es in Zukunft schwer haben, in den Vorstandsetagen und bei den Banken grünes Licht zu bekommen. Das gilt für die Erschließung der Arktis, brasilianisches Tiefwasser, kanadische Ölsande oder auch Projekte im Schwerölsektor.

Ebenso aber auch für andere riskante Hochpreisprojekte wie innovative Biokraftstofftechnologien, Konversionsanlagen wie Gas-to-Liquids oder Coal-to-Liquids und eventuell sogar für die Markteinführung neuer Antriebstechnologien im Straßen- und Schiffsverkehr.

Der aktuelle Konkurrenzkampf stellt insofern die größte strukturelle Veränderung seit den 1980er Jahren dar. Sie wird weitreichende und derzeit noch schwer abschätzbare ökonomische und politische Konsequenzen nach sich ziehen.

Der Boom der amerikanischen Schieferölbranche ist bereits zum Stillstand gekommen. Seit dem Frühjahr 2015 fallen die Produktionsmengen in den USA. Die Zahl der aktiven Bohrplattformen (Rigs) ist um 60% zurückgegangen. Weltweit sanken die Investitionen der Ölindustrie um 20%, in den USA sogar um 35%.

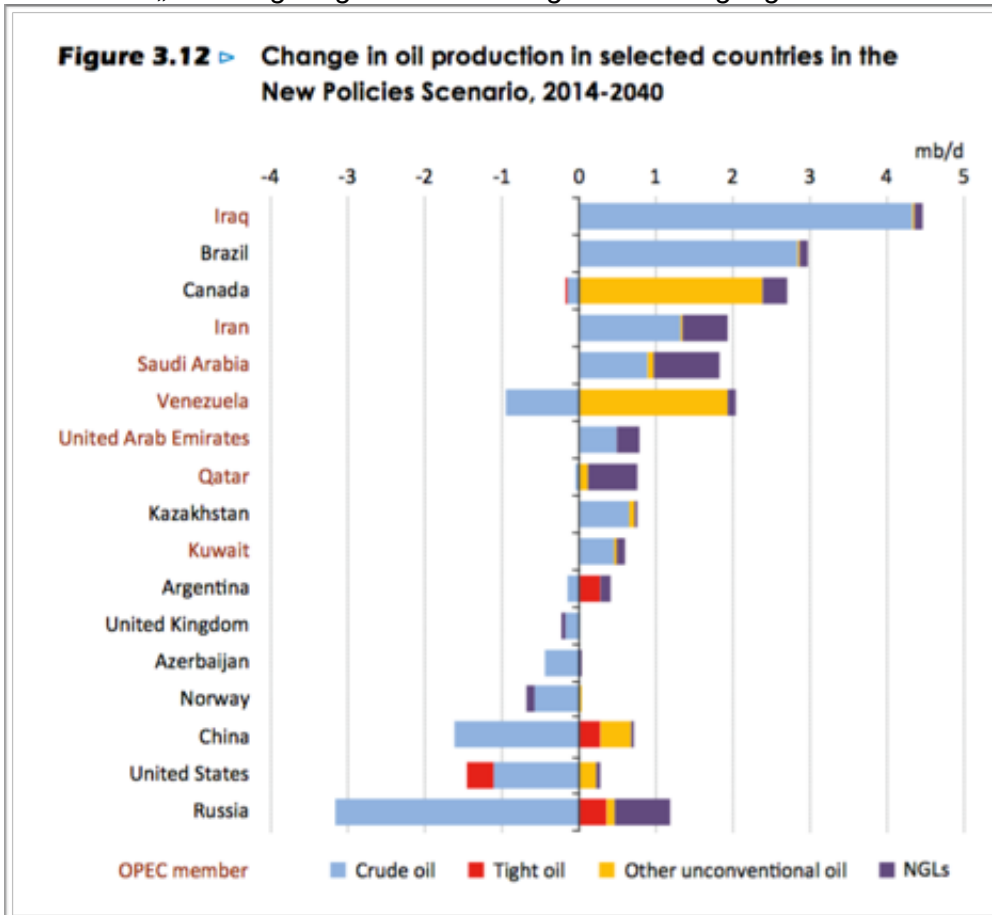
Außerdem wächst die globale Ölnachfrage schneller als erwartet. Entgegen den Prognosen verlagert sich die Dynamik aktuell wieder stärker in die Industrieländer. Ein Nachfragezuwachs von 1,8 mb/d, also doppelt so schnell wie bisher, zeichnet sich für 2015 ab.

Die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen sind jedoch begrenzt. Zwar wächst der Ölverbrauch schneller, aber dafür wird Erdgas in vielen Strommärkten billiger (Ölpreisbindung) und verdrängt Kohlekraftwerke. Erdgas erzeugt bei der Stromerzeugung weitaus weniger CO₂ als Kohle.

Die Marktoffensive von Saudi-Arabien, Irak, Iran und Russland hat sogar eine positive Kehrseite: Besonders umwelt- und klimabelastende Produktionsverfahren für Ölsande, CTL (Coal-to-Liquids) oder Schieferöl werden zurückgedrängt. Dasselbe gilt für riskante Tiefwasserprojekte und die Erschließung der Arktis.

Die steigende Ölnachfrage kann allerdings nur gedeckt werden, wenn auch außerhalb der USA die Förderkapazitäten permanent ausgebaut werden. Die Stabilität wichtiger Förderländer ist jedoch gefährdet: Mit Libyen, Syrien, Irak und Jemen befinden sich vier Staaten in der ölreichsten Region der Welt im Bürgerkrieg. Zwei weitere wichtige Produzenten, Iran und Russland, sind noch mit Wirtschaftssanktionen belegt. Zwei OPEC-Produzenten, Venezuela und Nigeria, durchlaufen existenzielle wirtschaftliche Krisen, während Brasilien in einer schweren innen- und ölpolitischen Krise steckt.

Abb.65 Die „Hoffnungsträger“ der zukünftigen Ölversorgung



Quelle: IEA World Energy Outlook 2015, Paris 2015

Fazit

Die aktuelle Niedrigpreisphase im Ölmarkt erzeugt also umso größere Preisrisiken, je länger sie andauert. Sie verursacht derzeit noch unüberschaubare politische Risiken in labilen Ölexportländern, während der Ölverbrauch schneller als erwartet zunimmt. Die Wahrscheinlichkeit einer neuerlichen globalen Ölpreiskrise im kommenden Jahrzehnt steigt dadurch erheblich.

Die aktuell niedrigen Ölpreise sollten also nicht als energiepolitisches Ruhekitzen missverstanden werden. Sie sollten vielmehr als finanzielles Sprungbrett dienen, um durch entsprechende Investitionen den Ölverbrauch rechtzeitig zu verringern.

Doch derzeit gibt es weder national noch international überzeugende Pläne, wie die Versorgungs- und Klimarisiken von Erdöl langfristig entschärft werden können. Auch zeichnen sich bislang keine Alternativen ab, die rechtzeitig, massiv und mit vertretbarem Aufwand Öl ersetzen können. Ganz im Gegenteil: Einerseits ermöglichen in Deutschland Nullenergiehäuser Quantensprünge bei der Wärmeversorgung, andererseits fahren fabrikneue Pkws durch die Straßen, die in punkto Spritverbrauch auf dem Niveau der siebziger Jahre stagnieren.

Die Elektromobilität kommt beim jetzigen Kurs der Energie- und Verkehrspolitik zu spät und zu zögerlich. Biokraftstoffe stoßen schon jetzt an Akzeptanzgrenzen. Arktisches Öl, Tiefstwasseröl, Ölsand, Schweröl und Kohleverflüssigung sind umwelt- und klimapolitisch unverantwortlich, bei den aktuellen Ölpreisen nicht finanzierbar, und können ohnehin nur sehr langsam ausgebaut werden. Auch ein globaler Schwenk Richtung Bus und Bahn ist nicht in Sicht.

Erdgasautos sowie Hybrid-Fahrzeuge scheinen im Moment die besten Chancen zu haben. Dadurch kann das Problem rückläufiger Ölmengen langfristig nicht gelöst werden, aber es wird zeitlich etwas gestreckt.

Wenn nicht energischer gegengesteuert wird, drohen der Weltwirtschaft im Anschluss an die aktuelle Niedrigpreise neue Höchstpreise an der Tankstelle und im Öltank. Diese Instabilität, die schon 2007-2009 schon zu beobachten war, birgt enorme sozial- und wirtschaftspolitische Risiken, insbesondere in ärmeren Ländern. Nur wer rasch reagiert, kann noch mitgestalten.

6.2 Notwendig: Eine „Energy Revolution“ im Ölverbrauch

Die Einsparpotenziale beim Ölverbrauch sind immer noch enorm: Allein schon die Modernisierung der amerikanischen PKW-Flotte und eine Stadtplanung in Schwellenländern, die Bussen und Bahnen den Vorzug gibt, könnte den erwarteten globalen Ölbedarf mittelfristig über 10% senken.

In den Industrieländern ist es vor allem eine Frage des „Wollens“: Kleinere, leichte PKW, bessere Wärmedämmung für Gebäude, weniger Plastik, mehr Bahn statt Flugzeug und SUV. Und es geht auch grundsätzlicher: Mehr Gedanken über Suffizienz („was brauche ich?“ statt „was kann ich mir leisten?“) könnten ein Umdenken in der Konsumgesellschaft fördern.

Für Schwellenländer und arme Länder stehen eher das Wirtschaftswachstum und die Bekämpfung der Armut an erster Stell. Hier geht es mehr um das „Können“ als um das „Wollen“. Notwendig ist in diesen Ländern ein technisches *Leap Frogging*, also nicht erst autogerechte Metropolen zu bauen, um anschließend zu entdecken, dass das ein Irrweg ist, sondern gleich den öffentlichen Verkehr, eine gute Durchmischung der Quartiere und regionale Wirtschaftskreisläufe fördern.

Eine mögliche Entwicklung hin zu einer Energieversorgung, die mit weniger als der Hälfte fossiler Energieträger auskommt, zeigt Greenpeace in der fünften Auflage der Studie *Energy (R)Evolution, a Sustainable World Energy Outlook*.¹²¹

Der erste Schritt besteht darin, die Verschwendung so weit wie möglich einzudämmen. Gerade im **Straßenverkehr** besteht ein großes Effizienzpotential. Schon heute ist es möglich, PKW zu bauen, die weniger als drei Liter Kraftstoff auf 100 Kilometer verbrauchen, während der Durchschnittsverbrauch in Deutschland noch immer bei knapp 8 Litern liegt. Auf mittlere Sicht werden alternative Antriebe, vor allem Elektroantriebe, die mit Strom aus Erneuerbaren Energien gespeist werden, eine wichtige Rolle spielen. Die Verlagerung der Gütertransporte von der Straße auf die Schiene, effizienterer Schiffsverkehr inkl. der Einführung alternativer Antriebe sind weitere Möglichkeiten zur Öleinsparung.

Im Bereich der **Raumwärme** kann ohne Probleme völlig auf Heizöl verzichtet werden. Hier gibt es eine ganze Palette effizienter, ölfreier Alternativen (Dämmung, Solarthermie, Wärmepumpen etc.). Auch die **Industrie** kann zu einem Teil auf Öl verzichten und z.B. verstärkt auf nachwachsende Rohstoffe oder Erdgas umsteigen.

In der Addition ergibt sich ein immenses Einsparpotenzial schon auf der Basis heute vorhandener Technologien. Während im Trendszenario der globale Ölverbrauch weiter steigt, kann er im Greenpeace-Szenario drastisch gesenkt werden. Das gelingt vor allem durch eine Elektrifizierung des Verkehrs und effizientere Verkehrstechnologien, nicht zuletzt durch die Verlagerung auf Schiene und Bus und kleine, leichte PKW.

Der Energiebedarf des globalen Verkehrs steigt dann nicht mehr wie erwartet von derzeit 90.000 PJ auf 148.000 PJ im Jahr 2050, sondern fällt auf 69.000 PJ im Szenario der Greenpeace *Energy Revolution*. Diese Energiemenge kann dann durch weitgehend von erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt werden.

¹²¹ Teske, S. (2015), „*Energy [r]evolution, a sustainable world energy outlook, fifth edition 2015*“, Greenpeace International. <http://www.greenpeace.org/international/en/campaigns/climate-change/energyrevolution/>

Abkürzungen

Abkürzungen	
b	Barrel = Fass (159 Liter)
Gb	Gigabarrel = 1 Milliarde Barrel
GHG	Greenhouse Gases (Treibhausgase)
Gt	Gigatonnen (1 Mrd. Tonnen)
LTO	Light Tight Oil (Schieferöl)
mb/d	Mio. Barrel pro Tag
mboe	Mio. Barrel Öläquivalente
PJ	Petajoule
t	Tonne; 1 t Rohöl entspricht durchschnittlich 7,3 Barrel Öl
Mtoe	Mio. Tonnen Öläquivalente