

Kurzüberblick

Die Problematik eines defizitären Wettbewerbs im Energiesektor auf nationaler oder europäischer Ebene ist vielfach Diskussionsgegenstand. Das Erbe eines Sektors ehemals hoher staatlicher Kapitalanteile, des Protektionismus im Kohlebereich und der Infrastrukturvorgaben bei den leitungsgebundenen Versorgungslinien ist in seiner Wirkung für Marktmacht und Wettbewerbsbegrenzung prinzipiell als Problem erkannt. Umso erstaunlicher ist die weitgehend unreflektierte Annahme, dass der globale Austausch bei den international gehandelten Energieträgern im Prinzip den Regeln eines fairen Wettbewerbsmarktes entspricht. Den funktionierenden Spotmarkt hierfür als Beweis anzuführen, greift zu kurz. Dieser deckt nur einen sehr begrenzten Teil des Gesamtmarktes ab und sagt nur etwas über Angebot und Nachfrage frei verfügbarer Mengen, nicht aber über das Zustandekommen des Angebots aus. Zwar wird zwischen dem Energieträger Erdgas, der noch immer zum überwiegenden Teil über Leitungen international transportiert wird und deshalb den Weltmarkt in regionale Märkte unterteilt, auf der einen Seite und Öl und Kohle, die vor allem per Tanker transportiert werden, andererseits unterschieden. Doch auch hier wird schnell argumentiert, dass dank dem wachsenden Anteil des Flüssiggas- (LNG-) Transports eine Angleichung bezüglich der Flexibilität des Marktes bevorsteht.

Diese Betrachtungsweise lässt wichtige politische, vor allem geopolitische Faktoren außer Acht, von denen in den folgenden vier aufeinander aufbauenden Punkten die Rede sein soll.

Geopolitische Marktstörungen bei endlichen Ressourcen

Friedemann Müller

Die Endlichkeit der international gehandelten Energieressourcen

Als Primärenergieträger werden Öl, Erdgas und Kohle in nennenswerten Mengen international gehandelt, dazu Strom als Sekundärenergieträger. Auch wenn der internationale Kohlehandel seit der Knappheit anzeigenden Nachfragesteigerung im Jahr 2004 und den entsprechenden Preissprüngen mehr Aufmerksamkeit verdient und die internationalen Stromlieferungen auch über die länderübergreifenden Netze hinweg wachsen, lässt sich doch in beiden Fällen konstatieren, dass diese Energieträger sich für dramatische geopolitische Manipulierungen bis auf Weiteres nicht eignen. Kohle ist geologisch viel breiter in der Welt verteilt, deshalb ist der Anteil der Eigenproduktion in der Regel höher und entsprechend der Importanteil am inländischen Konsum viel geringer als bei Öl und Erdgas, die auch wegen ihrer höheren Flexibilität für den Verbrauch attraktiver sind. Dazu kommt, dass die globale Lebensdauer der Kohlereserven viel größer ist, so dass die jüngsten Knappheiten eher zyklisch (Schweinezyklus) erklärbar und der Energieträger auch leichter durch Öl und Gas substituierbar ist als umgekehrt. Bei Strom sind die aus anderen Netzen importierten Mengen (bezogen auf Konsum) in der Regel

noch viel geringer als bei Kohle, auch die Endlichkeit ist nicht in gleicher Weise eindeutig gegeben und definierbar wie bei den fossilen Energieträgern, so dass auch hier wenig politisch nutzbare Machtungleichgewichte erwachsen. Aus diesem Grund konzentriert sich die Argumentation dieser Arbeit auf Öl und Erdgas, die Energieträger, welche die beiden ersten Plätze im Primärenergiemix der OECD einnehmen (knapp zwei Drittel des Gesamtverbrauchs).

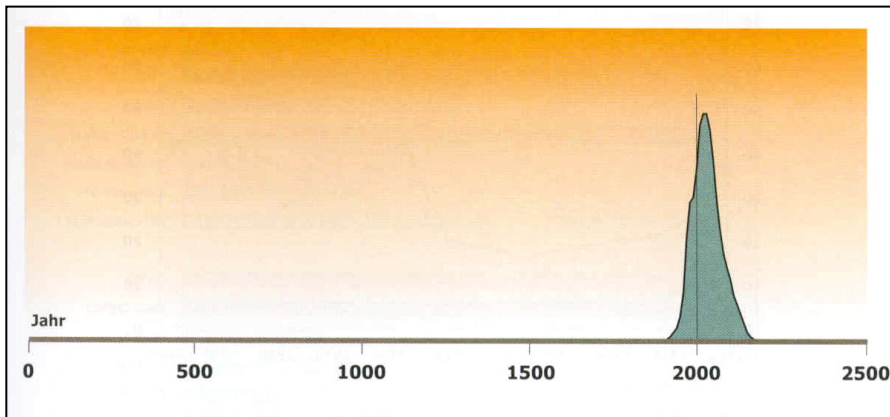
Auch wenn die Differenz zwischen den gesicherten wirtschaftlich abbaubaren Reserven und den vermuteten Ressourcen bei beiden Energieträgern Öl und Erdgas beträchtlich ist,¹ so ist die Endlichkeit der Verfügbarkeit dieser beiden Rohstoffe unbestreitbar. Die Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe hat das Ölzeitalter als eine Glockenkurve aufgezeichnet, die an eine Gaußsche Normalverteilung erinnert,² und dabei dargestellt, welche kurze Phase gemessen an einem begrenzten Ausschnitt der Menschheitsge-

Friedemann Müller
Stiftung Wissenschaft und Politik
Ludwigkirchplatz 3-4
10719 Berlin

friedemann.mueller@swp-berlin.org

¹ Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe (2003) S. 25-26.

² Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe (2003) S. 95.

Bild 1: Das Ölzeitalter

Quelle: BGR Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien Heft XXVIII 2002

schichte, nämlich von der Mitte des 19. Jahrhunderts bis ins 22. Jahrhunderts reichend, dieses Ölzeitalter einnimmt.³

Dabei spielt das Öl in der Anlauf- und Endphase dieser Ära keine wichtige Rolle. Wichtiger ist die Frage nach dem höchsten Punkt der Glockenkurve, an dem das Fördermaximum erreicht ist (production peak). Dieser Zeitpunkt wird naturgemäß von unterschiedlichen Institutionen zu unterschiedlichen Zeiten angesetzt. Die "Association for the Study of Peak Oil&Gas" (ASPO) und die ihr nahe stehende Bölkow Stiftung erwarten diesen Punkt bereits vor dem Jahr 2010,⁴ das Oil&Gas Journal im kommenden Jahrzehnt.⁵ Die Internationale Energie Agentur rechnet auch noch im Durchschnitt des dritten Jahrzehnts dieses Jahrhunderts mit einem, wenn auch abgeflachten Produktionswachstum, falls die notwendigen Investitionen bereitgestellt werden.⁶ Dennoch ist den seriösen Schätzungen gemeinsam, dass dieser Produktionshöhepunkt sich kaum später als in den nächsten zwanzig Jahren fixieren lassen wird. Hennicke und Müller gehen sogar von einer Mehrheitsmeinung der Experten aus, die den Produktions-

scheitelpunkt innerhalb der nächsten zehn Jahre ansetzen.⁷ In jedem Fall geht es um einen Zeitraum, der für Investoren etwa im Transportsektor schon einen recht kurzfristigen Zeithorizont darstellt.

Die zentrale Frage ist also weniger, wie lange wird es noch Öl und Erdgas geben, sondern viel mehr, was passiert nach dem Höhepunkt der Produktion, der von verschiedenen Experten wegen der Option, nichtkonventionelle Öle (Ölsand, "coal to liquid") zum Einsatz zu bringen, für einige Zeit eher als Plateau gesehen wird. Wird es, wie viele annehmen, die Gefahr von Ressourcenkonflikten drastisch erhöhen?⁸ Immerhin sind Alternativen vorstellbar.⁹ Der hohe Ölpreis, an den wir uns relativ schnell gewöhnt haben, wird (zu Lasten der ärmeren Nachfrager) mittelfristig die Nachfrage gegenüber dem "business as usual"-Szenario senken. Theoretisch denkbar wäre auch eine Technologiewende, die eine Option "weg vom Öl" schafft, ohne dass über den Nachfragedruck die Preise weiter in die Höhe getrieben werden.

Die Unsicherheit über Entwicklung eines Marktes, von dem nur sicher ist, dass das Produkt endlich ist, trägt zu

Perzeptionen und Verhaltensformen in den Anbieterländern bei, die einer Streckung der Gewinne auch aus Gründen der politischen Stabilität Vorrang einräumt. Die Politik einer zeitlichen Streckung der Erschließung vorhandener Reserven und der Nichtüberlassung dieser Erschließung an ausländische Investoren erhalten insbesondere in den Bevölkerungen der Ressourcenstaaten eine starke Rückendeckung und führen in wichtigen Produzentenländern zu der Verweigerung eines Pfades, der aus Verbrauchersicht möglich und sinnvoll wäre mit den Folgen, dass das globale Angebot niedriger ausfällt als in einem Markt nicht endlicher Ressourcen, in dem der Wettbewerbsdruck stärker wahrgenommen wird.

II. Die regionale Konzentration der Reserven

Wäre die Welt ein Land, das deutscher Gesetzgebung unterworfen ist, so hätte sich längst das Bundeskartellamt um die Konzentration der Ölreserven vor allem im Persischen Golf und das Kartellverhalten der Ölanbieter gekümmert. Der Fall ist nicht nur einschlägig, es geht auch um das für die Weltwirtschaft als Ganzes wichtigste international gehandelte Produkt, das "Blut der Welt" wie der SPIEGEL im Januar 2003 vor dem Irak-Krieg titelte. Dabei geht es weniger um die Frage, ob die OPEC eine funktionsfähige Vereinigung ist, als viel mehr, ob es ein gleichgerichtetes Interesse der großen Anbieter gibt, durch begrenzte Angebotsmengen eine starke Position gegenüber den Verbrauchern einzunehmen.

Ein wichtiger Indikator für die Monopolisierung eines Marktes bildet die Differenz zwischen den marginalen Kosten und dem Preis eines in diesem Fall recht homogenen Gutes. Auch wenn die Produzenten ihre Kostenrechnung nicht offenlegen, so gibt es doch Schätzungen, die unter Experten als solide gelten und sich in folgenden

3 Für das Erdgaszeitalter ließe sich eine phasenverschobene Glockenkurve zeichnen, die wesentlich später beginnt und ca. 20 Jahre später ihren Höhepunkt aufweist.

4 Campbell (2004).

5 Oil&Gas Journal, 12. April 2004, S. 28.

6 International Energy Agency (2004) S. 106.

7 Hennicke/Müller (2005) S. 66.

8 Hennicke und Müller widmen dem Thema "Ressourcenkriege – der Konflikt des 21. Jahrhunderts?" ein eigenes Kapitel. Hennicke/Müller (2005) S.71-88.

9 Harks (2005) S.9.

Tabelle 1: Konzentration der Ölreserven 2004 (in Milliarden Faß)

	Reserven	Anteil an Weltreserven	R/P* Jahre
Mittlerer Osten	734	62%	82
Lateinamerika	116	10%	30
Afrika	112	9%	33
Rußland	72	6%	21
Asien/Pazifik	41	3%	14
USA/Kanada	46	4%	13
Europa	19	2%	8
Kaspische Region	47	4%	71
Welt	1189	100%	41

* R/P = Reserven zu Jahresproduktion (2004)

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2005

Tabelle 2: Ölproduktion in Nachfrageregionen (Millionen Faß pro Tag)

	2002	2030
OECD Nord Amerika	13,7	10,0
OECD Europa	6,6	2,2
OECD Pazifik	0,8	0,5
OECD	21,1	12,7
China	3,4	2,2
Indien	0,8	0,5
Anderes Asien	1,7	0,6
Total	27,0	16,0

Quelle: IEA, World Energy Outlook, 2004, S. 106.

Grenzen bewegen: Die durchschnittlichen Kosten der Produktion von Öl in der Golfregion liegen bei zwei bis vier Dollar pro Faß, in den Nicht-OPEC-Ländern bei elf bis 13 Dollar.¹⁰ Giacomo Luciani geht davon aus, dass mehr Öl als heute zu Grenzkosten in Höhe von 12 bis 14 Dollar pro Faß produziert werden könnte.¹¹ Die tatsächlichen Grenzkosten liegen allerdings derzeit vermutlich höher, da in Rußland und auch in den USA ("stripper wells") Öl erschlossen wird, das nicht wettbewerbsfähig wäre, wenn der Mittlere Osten seine Produktionsmöglichkeiten ausreizen würde. Die Annahme, dass die Grenzkosten heute unter 25 Dollar pro Faß liegen, weist aber eine hohe Plausibilität auf. Rechnen wir also ganz grob mit globalen Durchschnittskosten von unter 10 Dollar pro Faß und von marginalen Kosten unter 25 Dollar pro Faß, so stellt sich der Ölpreis, wie er sich seit Ende 2003 entwickelt, als außergewöhnlich extrem aus. Noch im Jahr 2000 hat die OPEC sich auf Grund ihrer Erfahrung Anfang der 1980er Jahre, als sie wegen der Hochpreispolitik Marktanteile verloren hat, selbstverpflichtet, den Ölpreis in einem Korridor zwischen 22 und 28

Dollar zu halten.¹² Doch im November 2003 hat dieser den Korridor zum letzten mal nach oben verlassen, um sich in vergleichsweise schwindelerregende Höhen von 60 Dollar plus zu begeben, ohne dass es Grund zur Annahme gibt, dass sich an der Kostenstruktur signifikant etwas geändert hätte.

Tabelle 1 zeigt zum einen die extreme Konzentration der gesicherten Ölreserven in der Region des Mittleren Ostens und der OPEC, sie weist in der rechten Spalte (R/P-Faktor) auch aus, dass diese Regionen gegenüber dem Rest der Welt viel besser mit ihren Reserven haushalten, d.h. sie können abwarten bis den anderen Regionen bei der Produktion der Atem ausgeht und sich die Nachfrage immer stärker auf sie konzentriert. Diese Konstellation unterscheidet die jetzige, seit 1999 von der OPEC erkannte, von dem Anfang der 1980er Jahre. Damals konnte durch die Erschließung neuer Ölregionen wie die Nordsee und Alaska der OPEC Weltmarktanteile genommen werden. Dies funktioniert heute nicht mehr.

Tabelle 2 zeigt, dass alle großen Nachfrageregionen in Zukunft voraussichtlich einen beträchtlichen absoluten

Rückgang ihrer Eigenproduktion werden hinnehmen müssen.

Tabelle 3 setzt dem die Möglichkeit der Anbieterregionen entgegen und hier zeigt sich in drastischer Form, dass der Golfregion und der OPEC von anderen Anbieterregionen kaum etwas entgegengesetzt werden kann. Aus dieser Erkenntnis und dem Wissen, dass eine globale Strategie des "weg vom Öl" in den kommenden zwei bis drei Jahrzehnten insbesondere wegen der hohen Abhängigkeit des weltweit schnell wachsenden Verkehrssektors vom Energieträger Öl technisch nicht durchsetzbar ist, beziehen die OPEC-Staaten mit ihrer Kernzone am Persischen Golf das Selbstbewußtsein, über Marktinstrumente unangreifbar zu sein.

Tabelle 4 weist das zunehmende massive Auftreten asiatischer Staaten als Nachfrager aus. Dies bedeutet nicht nur, dass mehr Konkurrenz sondern auch eine Veränderung der Spielregeln zu Lasten der OECD-Länder erfolgen wird. Die chinesische Variante der Politisierung des Energiemarktes wird in Iran, Sudan, West Afrika und am Kaspischen Meer bereits erkennbar und erschwert zum Beispiel ein Vorgehen des Sicherheitsrates der Vereinten Nationen im Zusammenhang mit der Dafur-Problematik.

Die Sicherheit der OPEC-Staaten, dass diesmal trotz der extremen Kluft zwischen Preis und marginalen Kosten, anders als in den 1980er Jahren, kein

¹⁰ Die Zahlen stammen von Enno Harks, langjähriger Mitarbeiter der Internationalen Energie Agentur, Harks (2005) S.9.

¹¹ Luciani (2005) S.4.

¹² Der OPEC Basket Price errechnet sich aus einem Mix verschiedener Ölsorten. Die Qualität ist geringer als die aus der sich der amerikanische "WTI" und der europäische Preis "Brent" berechnen, entsprechend liegt er um wenige Dollar niedriger.

Tabelle 3: Ölproduktion in Anbieterregionen (Millionen Faß pro Tag)

	2002	2030
Rußland	7,7	10,8
Kaspische Region	1,9	5,2
Afrika (ohne OPEC*)	3,0	4,4
Latein Amerika (ohne Mexiko, Venezuela)	3,7	6,1
OPEC Naher Osten	19,0	51,8
Total	35,3	78,3
OPEC	28,2	64,8
Welt	77,0	121,3

* afrikanische OPEC-Länder: Algerien, Libyen, Nigeria

Quelle: IEA, World Energy Outlook, 2004, S. 106.

Konkurrent Marktanteile wegnimmt, wird wegen der günstigen Produktionskostenstruktur in den OPEC-Ländern, vor allem aber am Golf, zusätzlich bestärkt: Durch eine Preissenkung würden die OPEC-Staaten, insbesondere die Kern-OPEC am Golf am Längsten in der Gewinnzone bleiben. Deshalb sind die Investoren in unkonventionelles Öl, wie Ölsand so zögerlich, weil, abgesehen von den Belastungen für Umwelt und den erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen deren durchschnittliche Kosten pro Faß im Bereich zwischen 20 und 30 Dollar liegen und sie deshalb von der OPEC durch Preisunterbietungen in die Verlustzone getrieben werden könnten. Ein neuer und glaubwürdiger Preiskorridor mit einer Untergrenze von (zum Beispiel) 30 Dollar pro Faß käme den Investoren außerhalb der OPEC außerordentlich entgegen, um die notwendigen Investitionen für ein künftiges Angebot schwer erschließbarer Reserven sicherzustellen. Doch eine solche Neuauflage des Preiskorridors ist nicht in Sicht.

Anders stellt sich das Problem der Angebotskonzentration bei Erdgas. Hier gibt es zwei Regionen, nämlich Rußland und der Mittlere Osten, die zusammen über mehr als zwei Drittel der Welterdgasreserven verfügen (Tabelle 5).

Für Europa günstig gelegen sind außer diesen beiden Reservegiganten auch die (nord-) afrikanischen und kaspischen Ressourcen. Da die Transportkosten pro Energieeinheit wesentlich

über denen bei Öl liegen, unabhängig davon, ob der Transport per Pipeline oder Flüssiggas (LNG) erfolgt, bildet die Lagerung von fast 80 Prozent der weltweiten Reserven in einem Radius von 4500 km um Deutschland einen beträchtlichen Standortvorteil Europas etwa im Vergleich zu Ost- und Südasiens aber auch zunehmend gegenüber Nordamerika dar, der bisher völlig unzureichend genutzt ist. Allerdings gebietet die geographische Lage auch, dass der größte Teil der Erdgasversorgung von außerhalb Europas wie in der Vergangenheit auch in Zukunft per Pipeline erfolgt, da die Seewege insbesondere aus der größten Reserveregion dem Mittleren Osten ungleich größere Entfernungen aufweisen, als dies beim Transport per Pipeline der Fall ist. Pipelines haben jedoch den Nachteil der starren Route und fixierter Kapazitäten. Sie sind im Vergleich zum Tankertransport sehr immobil.

Diese Immobilität führt in der Tendenz zu langfristigen (take or pay-) Lieferverträgen, da die Investoren der Erdgaserschließung und des Transports eine langfristige Sicherheit für die Amortisierung ihrer auf eine Kundenregion gerichtete Investition suchen. Dies wiederum schließt einen flexiblen Markt, in dem sich der Preis durch Ausgleich von Angebot und Nachfrage bildet, aus. Deshalb wird in der Regel von den Vertragspartnern als künstliche Preisformel die Anbindung an den Ölpreis vereinbart. Damit wird aber ein Wettbewerb zwischen Öl und Gas selbst in so ex-

Tabelle 4: Die wichtigsten Ölimportregionen (Nettoimporte)

	2002	2030
OECD Europa	7,9	14,4
USA/Kanada	10,6	20,4
OECD Pazifik *	7,6	9,0
Süd und Ost Asien (ohne Japan und Süd Korea)	9,9	27,0

* Japan, Süd Korea, Australien, Neuseeland

Quelle: IEA, World Energy Outlook 2004, S. 82 und 106.

tremen Situationen wie der eines mehr als dreifachen Preises im Vergleich zu den marginalen Kosten bei Öl ausgeschlossen.

Als Ergebnis dieser Konstellation zeigt sich eine extrem monopolistische Versorgungsstruktur Europas: 90 Prozent der Versorgung des mit Abstand größten Erdgasimporteurs der Welt (Tabelle 6) stammen von zwei (staatsmonopolistisch organisierten) Lieferländern, Rußland und Algerien, 65 Prozent allein aus Rußland. Die Region, mit den weltweit größten Reserven, die Erdgas billiger produziert als Rußland und die nicht weiter entfernt gelegen ist als die großen Felder Westsibiriens, nämlich der Mittlere Osten, trägt gerade vier Prozent zu den Importen Europas bei.

III. Die Begrenzungen durch den Transport

Die internationale Belieferung mit Öl erfolgt überwiegend per Tanker, einem besonders flexiblen Transportinstrument. Dennoch dürfen zwei Dinge nicht übersehen werden. Erstens, der Weltölmarkt ist global nicht so diversifiziert wie häufig angenommen wird. Offensichtlich sind die Transportkosten der Hauptgrund hierfür.

Wie Tabelle 7 zeigt, verlaufen die Hauptlieferströme in folgender Weise: 76 Prozent der Exporte der amerikanischen Hemisphäre gehen nach USA, 83 Prozent der Exporte des postsowjetischen Raumes gehen nach Eu-

ropa, 65 Prozent der Exporte des Mittleren Ostens fließen nach Asien einschließlich Japan. Die genannten Exportregionen sind jeweils für die genannten Importeure die mit Abstand wichtigsten Lieferanten. Müßten, etwa durch eine politische Krise, diese Lieferströme drastisch umgelenkt werden, so wären die Tankerkapazitäten gar nicht vorhanden, weil die bestehenden Lieferstrukturen sich weitgehend an der Minimierung der Transportwege orientieren.

Der zweite Grund für eine Einschränkung der Flexibilität des internationalen Ölmarktes liegt darin, dass wichtige internationale Belieferungen entweder doch per Pipeline erfolgen oder der Tankertransport strategisch sensible Meerengen passieren muß. Zu Letzterem ist vor allem die Straße von Hormusz am Ausgang des Persischen Golfes sowie die Straße von Malakka zu zählen, die für Anschläge auf die Passierbarkeit bzw. Piraterie anfällig sind.

Der internationale Handel per Pipeline bezieht sich, neben einem beträchtlichen Teil russischer Lieferungen nach Europa (Drushba-Pipeline) und in Zukunft auch der Energielieferungen von Rußland nach China und Japan, vor allem auf die von den Weltmeeren abgeschnittene kaspische Region. Hier gab es vor allem in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre massive Positionskämpfe um die Verlegung einer den Weltmarkt erreichenden Leitungsinfrastruktur, bei denen wirtschaftliche Rationalität eine untergeordnete, die Isolierung Irans und die Machtbalance zwischen USA und Türkei einerseits und Rußland andererseits dagegen eine wesentliche Rolle spielten.¹³ Den Transitländern ist es nicht nur möglich, den Energiefluß faktisch zu unterbrechen, die Abhängigkeit der Belieferten vom Transitfluß wirkt sich auf die Machtkonstellationen auch dann aus, wenn das Instrument der Lieferunterbrechung gar nicht eingesetzt wird, sondern nur potentiell verfügbar ist.

¹³ Müller (2002) S. 23-31.

Tabelle 5: Konzentration der Erdgasreserven in 2004 (in Billionen m³)

	Reserven	Anteil an Weltreserven %	R/P* Jahre
Mittlerer Osten	72,8	41	>200
darunter Iran	27,5	15	
darunter Katar	25,8	14	
Rußland	48,0	27	82
Afrika	14,1	8	97
Kaspische Region	9,1	5	68
Latein Amerika	7,5	4	45
Europa	5,8	3	19
USA/Kanada	6,9	4	10
Andere	15,3	8	-
Welt	179,5	100	67

* R/P = Reserven zu Jahresproduktion (2004)

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2005

Tabelle 6: Interregionaler Erdgashandel 2004 (in Milliarden m³)

Import \ Export	USA	Europa	Japan	Süd-Korea	Taiwan	Andere	Total
Kanada	102	-	-	-	-	-	102
Rußland	0	148	-	-	-	-	148
Algerien	3	56	-	-	-	2	61
Mittlerer Osten	1	9	18	14	-	3	45
Nigeria	0	12	-	-	-	-	12
Asien/Pazifik	1	-	57	15	9	15	97
Andere	13	1	2	1	-	23	40
Total	120	226	77	30	9	43	505

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2005.

Tabelle 7: Interregionaler Ölhandel 2004

Import \ Export	USA	Europa	Japan	Asien/Pazifik (inkl. China)	Andere	Total
Amerika Nord+Süd	6,41	0,69	0,10	0,32	0,93	8,45
Frühere Sowjetunion	0,28	5,34	0,05	0,47	0,29	6,43
Persischer Golf	2,51	3,20	4,19	8,61	1,12	19,63
Nordafrika	0,48	1,92	0,00	0,16	0,35	2,91
Westafrika	1,64	0,54	0,01	1,40	0,37	3,96
Andere	1,58	0,85	0,85	2,44	1,02	6,74
Total	12,90	12,54	5,20	13,40	4,08	48,12

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2005.

Dies gilt ganz besonders auch im Erdgasbereich. Hier ist Rußland der wichtigste Spieler in dem Machtspiel. Während sich das Land bemüht, seine

eigene Abhängigkeit von den Transitlieferungen durch die Ukraine und die eurozentrierte Kundenabhängigkeit durch Diversifizierung der Lieferungen

Tabelle 8: Erdgas – Importabhängigkeit (Nettoimporte)
(in Milliarden m³)

	2002	2010	2030
OECD Nordamerika	0	33	197
OECD Asien	98	130	183
Europäische Union	233	342	639
China	0	9	42
Indien	0	10	44

Quelle: IEA, World Energy Outlook, 2004, S. 140.

Richtung Asien zu verringern, versucht Rußland, seine quasi-Monopolposition bei der Belieferung Europas angesichts begrenzter eigener Lieferkapazitäten durch die Gründung einer eurasischen Gas-Allianz zu stabilisieren.¹⁴ Diese enthält im Kern eine Abnahmegarantie für kaspisches Erdgas (insbesondere turkmenisches und kasachisches), ohne den Ländern dieser Region eigene Lieferverhandlungen mit Europa zuzugestehen und eine Leitungsführung aus der kaspischen Region südlich von Rußland nach Europa zu erlauben.

Vielfach wird argumentiert, dass der LNG-Anteil an dem internationalen Erdgashandel ständig wächst und damit auch die Flexibilität des Transports. Bei der Belieferung Europas, das nicht nur den mit Abstand größten Importmarkt der Welt für Erdgas darstellt, sondern – folgt man der Projektion der Internationalen Energie Agentur – auch in den kommenden Jahrzehnten mehr Erdgas importiert als alle anderen großen Erdgasmärkte der Welt zusammen (Tabelle 8), gilt dies allerdings nur auf niedrigem Niveau.

Wenn es um große Mengen geht (gewissermaßen um Abdeckung der "Grundlast"), sind die großen Felder Westsibiriens, der Barentssee, des kaspischen Raums einschließlich Irans und selbst Nordafrikas wegen geographischer Gegebenheiten preisgünstiger per Pipeline zu erreichen als per LNG-Tanker. Daran wird sich in den kommenden Jahrzehnten höchstens beim Erdgas-Transport von der Barentssee nach Mitteleuropa etwas ändern. Der Vorteil des ressourcennahen europäischen Standorts bedeutet zugleich die

Inkaufnahme der inflexiblen Pipeline-Struktur und der damit einhergehenden geopolitischen Risiken für den überwiegenden Anteil der Erdgasversorgung.

Ländern mit marktwirtschaftlicher Ordnung der oil peak bereits überschritten ist.

2. Die OPEC hat sich 1960 konstituiert, damals um als antiimperialistischer Machtfaktor insbesondere in der Frage des Zugriffsrechts auf die Ressourcen und die Verteilung der Renteneinnahmen zur Geltung zu kommen. In der ersten Ölkrise 1973/74 war die Auslöschung des Staates Israel Ziel ihrer mit Mengenbegrenzungen unterstrichenen Forderungen. Seit den 1980er Jahren wurden Mengenbegrenzungen (nationale Produktionsquoten) allein zur Anhebung oder Stabilisierung des Ölpreises eingesetzt, im Jahr 2000 schließlich ein Preiskorridor eingeführt, der bis Ende 2003 relativ gut funktionierte. Ob die OPEC der Definition eines Kartells entspricht, ist weniger relevant, als dass die elf Mitgliedsstaaten mit ihrem Anteil von 75 Prozent an den Weltreserven und mehr als 40 Prozent Anteil an dem international gehandelten Öl (mit steigender Tendenz) nicht nur gerne ihre Renteneinnahmen optimieren, sondern andere Ziele verfolgen als die marktgerechte Versorgung der Weltwirtschaft mit Öl. Angesichts der kurz- und auch mittelfristig starren Nachfrageelastizität nach Öl auf dem Weltmarkt, sind deshalb Preissprünge weit über die marginalen Kosten hinaus vorprogrammiert.

3. Der Welthandelsorganisation (WTO) gehören derzeit 148 Staaten als Mitglieder an, ungefähr drei Viertel aller Staaten. Nicht dazu gehören Saudi Arabien, Iran, Irak, Rußland, auch Algerien und Libyen. Dies bedeutet, dass der einzigen globalen Organisation, die sich um Regeln eines liberalen internationalen Handels bemüht, die Schwergewichte der Energieproduzenten, nicht zugehören. Einige der genannten Staaten, wie Rußland und Saudi Arabien haben einen Antrag auf Aufnahme in die WTO gestellt, aber wie man im Falle Rußlands sieht, lässt der Staat in allen Bereichen seiner Wirtschaft mit sich reden, nur nicht was eine interne oder gar externe Liberalisierung seines Energiesektors betrifft. Dies gilt selbst-

IV. Die Politisierung der internationalen Energieversorgung

Die genannten Faktoren der Endlichkeit der Reserven, ihrer hohen regionalen Konzentration und der Marktbegrenzungen bei der existenten Transportinfrastruktur bieten für die Politisierung der internationalen Kooperation im Öl- und Erdgassektor Ansatzpunkte. Folgende Segmente spielen dabei eine hervor gehobene Rolle:

1. Selbst wenn die Endlichkeit der globalen Reserven schwierig zu fassen ist, werden nationale Reserven nicht nur als endlich wahrgenommen, sondern sie erhalten in vielen Ländern in der Bevölkerung und bei den politischen Entscheidungsträgern eine gewisse Aura. Die Frage nach dem Eigentümer und der Verteilung der aus dem Verkauf erwachsenden Renteneinnahmen spielen in den nationalen Debatten eine zentrale Rolle. Selbst in so unterschiedlichen Gesellschaften wie den beiden größten Ölproduzenten nämlich Rußland und Saudi Arabien ist eine Feindlichkeit gegenüber ausländischen Investoren gemeinsam. Gesetzgebungen, die ausländisches Kapital beschränken oder für die Erschließung der Reserven verbieten, sind populär. Daraus ergibt sich eine tendenzielle Unterkapitalisierung im Vergleich zur optimalen Kapitalausstattung in einem freien Markt. Da dies für fast alle großen Reserveländer zutrifft, spielt dieses Faktum eine wichtige Rolle für die globale Produktion. Die Bedeutung dieses Umstandes wird steigen, weil in den

¹⁴ Götz (2002) S.30-31.

verständlich in noch rigiderer Form für Saudi Arabien. Damit ist aber auch das Instrument der Klage gegen Verstöße internationaler Abkommen, wie es im WTO-Rahmen relativ häufig zum Einsatz kommt, hinfällig. Es ist offensichtlich, dass in diesen energiereichen Ländern der Zugriff der herrschenden politischen Klasse auf diesen wichtigsten Sektor der Volkswirtschaft nicht durch ein internationales Regelwerk eingeschränkt werden darf. Deshalb ist ein interner Wettbewerb nicht erwünscht und eine Gleichstellung ausländischer Investoren mit den inländischen vor dem nationalen Recht nicht denkbar.

Im Jahr 1990, als sich das Ende des Kalten Krieges in Europa abzeichnete, ergriff die Europäische Union die Initiative für eine Energiecharta, welche die gemeinsame Regeln für die Erschließung und den Transport von Energie im Bereich der Industrieländer festlegen sollte, um damit insbesondere den postsowjetischen Raum an WTO-ähnliche Regeln im Energiesektor heranzuführen. Der völkerrechtlich verbindliche Energiechartavertrag wurde bis 1994 ausgehandelt und dann von allen postsowjetischen Staaten einschließlich Rußland wie auch allen EU-Ländern unterschrieben. Rußland hat den Vertrag jedoch (im Gegensatz zu den kaspischen Staaten) bis heute nicht ratifiziert. Immerhin sind auch Länder wie Saudi Arabien und Iran mit Beobachterstatus beteiligt, aber einer Mitgliedschaft mit entsprechenden Verpflichtungen für ein vor einem internationalen Gerichtshof einklagbares Verhalten unterwerfen sich diese Staaten nicht. Auch die USA haben den Energiechartavertrag mit ausgehandelt, aber im Gegensatz zu Rußland nicht einmal unterschrieben. Die Hürden, die dem staatlichen chinesischen Ölunternehmen CNOOC trotz des höchsten Gebots für den Erwerb des amerikanischen Ölunternehmens UNOCAL in den Weg gelegt wurden und zu der Rücknahme des Gebots am 2.8.2005 führten, deuten darauf hin, wie sehr auch in den USA Energiepolitik der Supermachtpolitik untergeordnet wird.

4. Der Schutz der Transportwege gegen politischen Zugriff ist in wichtigen Bereichen nicht gewährleistet. Der neuralgischste Punkt ist natürlich der Ausgang des Persischen Golfs, die Straße von Hormusz, die zwar von der amerikanischen Flotte geschützt wird, doch ohne absolute Gewißheit, dass nicht über die Bombardierung eines Tankers der Durchgang lahmgelegt wird. Umgekehrt aber ist die Blockademöglichkeit durch die USA eine starke Waffe gegen die aufkommende Supermacht China, gegen die China durch eine massiv politisierte Energiepolitik sich zu wehren versucht. Dazu gehören riesige Investitionen und ein starkes politisches Engagement im kaspischen Raum (einschließlich Iran).

Gerade die kaspische Region ist aber wegen ihrer Abgeschnittenheit von den Weltmeeren besonders abhängig von dem politischen Wohlwollen auf Transitrouten zwischen der eigenen Produktion und dem Weltmarkt. Hier hat sich eine "divide et impera"-Politik zwischen Rußland und USA etabliert. So viel Aufsehen über Jahre die wirtschaftlich fragwürdige, von den USA betriebene Ölpipeline Baku-Tbilisi-Ceyhan erregt hat, so geräuschlos ist mit Einverständnis der USA der Bau der leistungsstärkeren Pipeline des Caspian Pipeline Consortium (CPC) vom kasachischen Tengiz-Feldes zum russischen Schwarzmeerhafen Novorossiisk (Kapazität 1,2 Millionen Faß pro Tag) erfolgt. Die kaspischen Energieressourcen sind aber für die künftige Weltversorgung nicht zu unterschätzen. Zwar erreichen weder die kaspischen Reserven noch die Produktion die Größenordnung des Golfs, doch handelt es sich um die einzige Region außer der Golfregion, von der die Internationale Energie Agentur erwartet, dass sie in den nächsten Jahrzehnten Weltmarktanteile bei der Ölversorgung hinzugewinnen kann.¹⁵

¹⁵ International Energy Agency (2004) S. 106.

V. Schlußfolgerungen

Die börsenmäßige Notierung des Ölpreises und der entsprechende Handel auf den Spotmärkten verleitet zu der Annahme, dass der internationale Ölhandel und abgeleitet davon auch der Erdgashandel nach marktwirtschaftlichen Regeln abläuft. Dies trifft nur sehr bedingt zu. Die Wahrnehmung der Endlichkeit der Reserven, insbesondere bei Öl, schaffen in Kombination mit ihrer Konzentration in einer politisch wenig stabilen Region Konstellationen, die nicht nur erlauben, dass der Preis sich über Jahre um ein vielfaches über den marginalen Produktionskosten bewegt, sondern, dass wegen der politischen Instabilität und der Unsicherheit des Transports auch noch das Risiko der physischen Versorgung den Weltmarkt bedroht. Dies gibt Spekulationen zusätzlich Raum zur Verstärkung der Volatilität des Preises. Der hohe Grad der Abhängigkeit der Weltwirtschaft vom Öl gleicht angesichts dieses Risikos einem Tanz auf dem Vulkan. Deshalb und wegen der anderen Bedrohung, die von der Übernutzung der Atmosphäre durch Kohlenstoffemissionen herrührt, müßten ganz andere Anstrengungen gemacht werden, um die Abhängigkeit vom Öl zu reduzieren. Dies betrifft im Besonderen den weltweit wie in Europa im Energieverbrauch wachsenden Verkehrssektor, der in den OECD-Ländern zu annähernd 60 Prozent den Ölkonsum absorbiert. Hier muß mit mehr (ordnungspolitischem) Druck die Entwicklung von Alternativen zum Öl als fast ausschließlichem Treibstoff vorangetrieben werden.

Im Bereich Erdgas ist weder die Konzentration der Reserven noch die vorhersehbare Endlichkeit des Rohstoffes ein vergleichbares Problem wie bei Öl. Hier bieten die fehlenden Wettbewerbsstrukturen bei der Versorgung des weltweit größten Importmarktes, nämlich Europa, Anlaß zur Sorge. Dabei begünstigt die Geographie Europa wie keine andere wichtige Wirtschaftsregion in der Welt. Wäre die Infrastruktur vorhanden, könnten die potenten

Anbieter erstens Rußland, zweitens Iran und die kaspische Region und drittens Algerien und Nordafrika sich als Wettbewerber auf dem großen europäischen Markt so bewegen, dass die Versorgungssicherheit über den Angebotswettbewerb und eine Preisbildung unabhängig vom Ölpreis möglich wären. Wenn diese Herausforderung der Nutzung des Standortvorteils nicht aufgegriffen wird, kann das vorhandene rigide Pipeline-System zu geopolitischen Problemen führen, die den Standortvorteil in das Gegenteil verkehren.

Literatur

- Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Hannover 2003
- C.J. Campbell (2005), The end of the first half of the age of oil, <http://www.cge.uevora.pt/aspo2005/abstracts.php>
- Götz, Roland (2002), Rußlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU, Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin, April 2002.
- Harks, Enno, Gastkommentar: Kein Grund zur Panik, Handelsblatt, 8.3.2005, S. 9
- Hennicke, Peter/ Müller, Michael (2005), Weltmacht Energie, Stuttgart 2005
- International Energy Agency (2004), World Energy Outlook 2004, Paris 2004
- Luciani, Giacomo (2005), Geopolitics of Energy –unveröffentlichtes Background Paper, 2005
- Müller, Friedemann (2002), Energiepolitische Interessen in Zentralasien, Aus Politik und Zeitgeschichte, B 8/2002
- Oil&Gas Journal, 12. April 2004