

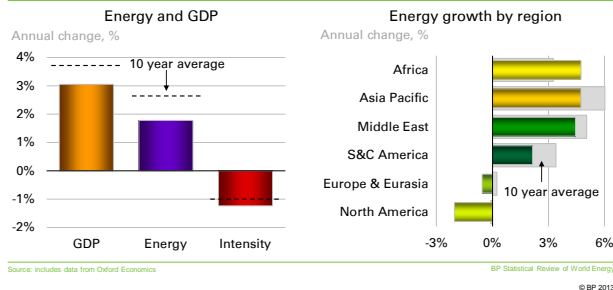
Energie 2012 – Anpassung an eine Welt im Umbruch

- 1 Einleitung
- 2 2012 im Langzeitkontext
- 3 Die einzelnen Energieträger
- 4 Fazit

Dies ist eine Übersetzung der englischen Version der BP Plc. – rechtlich verbindlich ist allein das englische Original!

1. Einleitung

Energy in 2012



Willkommen zur 62. Ausgabe des *Statistical Reviews*.

Einige wichtige Zahlen und Fakten haben das Jahr 2012 deutlich geprägt. Die USA verzeichneten weltweit den größten Anstieg in der Öl- und Gasproduktion – beim Öl handelte es sich sogar um den größten Produktionssprung der Geschichte des Landes. Ebenfalls war in diesem Jahr der größte Wasserkraftausbau eines einzelnen Landes zu verzeichnen, aber gleichzeitig auch der bislang größte jährliche Rückgang bei der Kernenergie. In drei der wirtschaftlich stärksten Länder der Welt (Deutschland, Japan, China), die zusammen ein Viertel zum globalen Bruttoinlandsprodukt beitragen, kamen mehr erneuerbare Energien als Atomkraft zum Einsatz. Gleichzeitig ging erstmals seit Beginn unserer Erhebungen der LNG-Handel zurück, während die USA aufgrund der Schiefergasrevolution im eigenen Land in bisher ungeahntem Umfang Kohle nach Europa verschifften.

Was haben all diese unterschiedlichen Fakten gemeinsam? Wie immer möchten wir Ihnen mit dieser Präsentation eine gründliche, präzise Analyse und einen nachvollziehbaren, konsequenten Referenzrahmen zur Verfügung stellen.

Auf den ersten Blick sind die Entwicklungen auf dem Energiemarkt nicht unbedingt überraschend. 2012 verlangsamte sich das allgemeine Nachfragewachstum auf 1,8% und lag damit unter dem Zehnjahresdurchschnitt; dies betraf alle Energieträger außer Wasserkraft und erneuerbarer Energien sowie sämtliche Regionen außer Afrika und spiegelte damit die insgesamt eher verhaltene wirtschaftliche Entwicklung der Welt wider.

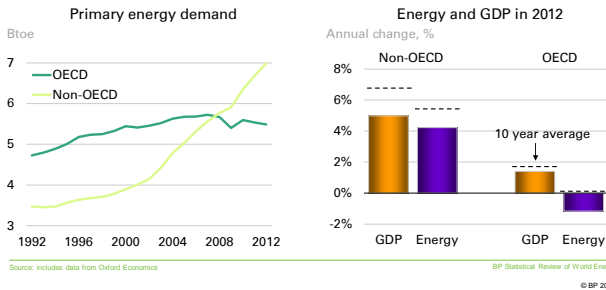
Doch unter dieser Oberfläche kamen viele dynamische Faktoren zum Tragen.

Ich denke, der beste Bezugsrahmen, um die verschiedenen Entwicklungen zu diskutieren, ist die Einordnung des Jahres 2012 als ein Jahr der Anpassung. Anpassung an sich ändernde Rahmenbedingungen – dies zusätzlich zu den unvorhersehbaren Störungen und Unterbrechungen, die in unserer Branche so häufig auftreten. Das Energiesystem bewegt sich zwar langsam, worin sich alle einig sind, doch es bleibt immer in Bewegung. Es ist dabei äußerst anpassungsfähig und kann an anderer Stelle sogar Veränderungen vorantreiben. Ausgehend von diesem langfristigen Kontext lassen sich die gesammelten Daten eines Jahres, in dem die Energiemärkte oberflächlich ruhig wirkten, aber unter der Oberfläche viele Anpassungen erfuhren, besonders gut einordnen.

Beginnen wir also mit den langfristigen Trends auf dem Energiemarkt.

2. 2012 im Langzeitkontext

Long-term energy trends

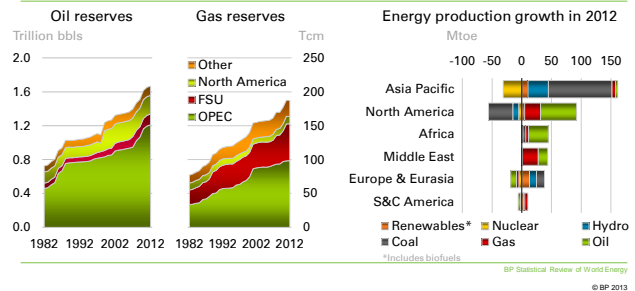


Zunächst einmal setzte sich die Verlagerung des globalen Wirtschaftsschwerpunkts unaufhaltsam in Richtung der sogenannten Schwellenländer fort, die wir hier im Folgenden als Nicht-OECD-Länder zusammenfassen. Im Laufe der vergangenen zwanzig Jahre ist der weltweite Energieverbrauch um 52% gestiegen. Allein im vergangenen Jahrzehnt erhöhte sich die Nachfrage um 30% - und zwar fast ausschließlich außerhalb der OECD. In den letzten fünf Jahren ging der Verbrauch der OECD-Nationen sogar zurück – genauer gesagt, in vier dieser fünf Jahre bzw. in drei dieser vier Jahre sogar trotz einer positiven Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts.

Mit einem fast gleichen Ergebnis wie noch im Vorjahr setzt 2012 diesen Trend nahtlos fort: In den OECD-Ländern fiel der Energieverbrauch um 1,2%, trotz eines Wachstums des Bruttoinlandsprodukts von 1,4%. Beim Primärenergieverbrauch haben die OECD-Nationen damit wieder das Niveau von 2002 erreicht – ebenfalls trotz eines kumulativen Anstiegs des Bruttoinlandsprodukts von 26% im gleichen Zeitraum. Wir prognostizieren bereits seit längerer Zeit, dass der Ölverbrauch in den OECD-Ländern strukturbedingt zurückgeht und deshalb die Spitzenwerte von 2005

wahrscheinlich nie wieder erreichen wird. Für eine ähnliche Prognose zur Primärenergie ist es sicherlich noch zu früh, aber man sollte diese Entwicklung ebenso genau im Auge behalten.

Reserves and production

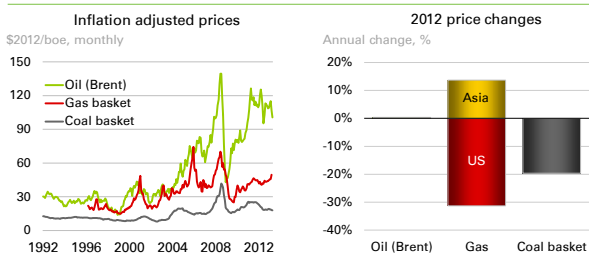


Erwähnenswert ist hier eine eher selten erkannte logische Folge dieser Schwerpunktverlagerung: Die Industrialisierung der Nicht-OECD-Länder bringt die Erschließung weiterer Ressourcen mit sich. Die meisten dürften davon gehört haben, dass Wachstum in Schwellenländern mit Energieengpässen für die privilegierten Marktteilnehmer einhergeht. Die Datenlage ist hier eindeutig: Mittlerweile lassen die Schwellenländer die OECD-Nationen nicht nur in Sachen Nachfragewachstum hinter sich, sondern sie tragen auch ihren Teil zur Energieproduktion bei: Im Laufe des letzten Jahrzehnt gingen 98% der globalen Produktionszuwächse auf das Konto der Nicht-OECD-Länder. In 2012 fiel dieser Anteil auf 92%. Ursache war die gestiegene Förderung von fossilen Energieträgern aus Schieferformationen in den USA und das gleichzeitig eher gedämpfte Wachstum der chinesischen Kohleproduktion (3,5%).

Über diesen Zeitraum hinweg kam es zu einem weiteren Anstieg der Öl- und Gasreserven. 2012 erhöhten sich die weltweiten Ölreserven um 15 Milliarden Barrel, während die Gasreserven erstmals seit

unserer Bestandsaufnahme um 0,5 Tcm (trillion cubic metres, Billionen m³) sanken. Dies lässt sich vor allem auf gesunkene Preise und zurückgegangene Bohraktivitäten in den USA zurückführen. Gleichzeitig darf man nicht vergessen, dass die Menge nachgewiesener Reserven, im Unterschied zu den technisch förderbaren Reserven, nicht nur mit dem Stand der Technik und neuen Funden steht und fällt, sondern auch vom Marktpreis beeinflusst wird. Und genau dies ist in den USA geschehen. Insgesamt liegt die Menge nachgewiesener Ölreserven um 26% über dem Niveau von vor zehn Jahren und sogar um 60% über den Zahlen von 1992 – trotz Fördermengen von fast 600 Milliarden Barrel in den vergangenen zwei Jahrzehnten. Die nachgewiesenen Gasreserven haben sich in den letzten zehn Jahren um 21% erhöht und sind seit 1992 um 59% gestiegen.

Energy prices



Source: includes data from ICIS Heron Energy and Energy Intelligence Group, McCloskey and Platt
BP Statistical Review of World Energy
© BP 2013

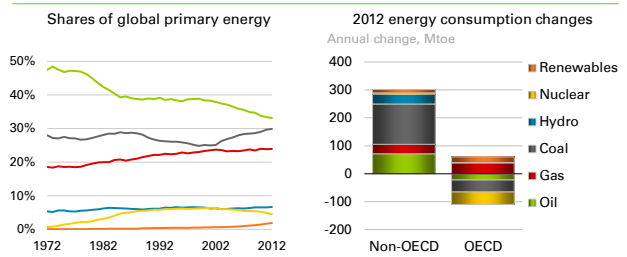
Im letzten Jahrzehnt sind die Energiepreise in einem bislang noch nie dagewesenen Umfang gestiegen – und zwar so stark, dass sich viele von uns wahrscheinlich bereits an den Gedanken weiterer künftiger Steigerungen gewöhnt haben. Inflationsbereinigt lagen die jährlichen Durchschnittsölpreise (Brent) in den vergangenen fünf Jahren um 230% über dem vergleichbaren Zeitraum vor zehn Jahren; bei Kohle erreichte dieser Preissprung 140%, während der durchschnittliche Erdgaspreis um 90% anzog.

So ist die Preisspanne zwischen den fossilen Energieträgern in den vergangenen fünf Jahren noch größer geworden.

2012 zeichnete sich eine moderatere Entwicklung ab: Die Ölpreise blieben relativ stabil, allerdings auf Rekordniveau, die Gaspreise verliefen je nach Region sehr unterschiedlich (während sie in den USA um 32% zurückgingen, stiegen sie im Rest der Welt an) und Kohle wurde allorts günstiger (der Korb um 20%). Damit blieben nur die Kohlepreise im Einklang mit dem allgemeinen globalen Waren- und Rohstoffpreiszyklus. Auf die entsprechenden Gründe werden wir etwas später noch genauer eingehen.

Währenddessen zeigten die höheren Preise eine negative Wirkung. Sie drückten die Nachfrage – vor allem in Ländern, deren Wachstum weniger energieintensiv ist und die ihre Verbraucher nicht durch Subventionen vor den preislichen Auswirkungen schützen. In Zukunft werden schwankende Preisgefälle den globalen Kraftstoffmix mitbestimmen, und hohe Preise werden sich letztendlich auch auf die Angebotsentwicklung auswirken.

The evolving fuel mix



2012 zeigt Beispiele für all diese Effekte. Als bedeutendster Energieträger verliert Öl weiterhin globale Marktanteile und setzt damit seinen kontinuierlichen Abwärtstrend seit dem ersten Ölpreisschock von 1973 fort. 2012 verlor Öl als einziger fossiler Brennstoff

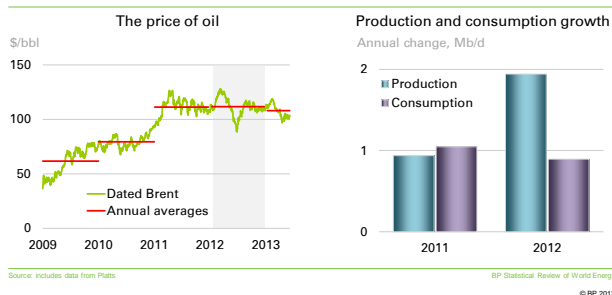
sowohl in den OECD-Ländern als auch außerhalb der OECD Marktanteile. Weiterhin lösten auseinanderlaufende Preisspannen zwischen Kohle und Gas eine oft grenzübergreifende Konkurrenz zwischen den beiden Energieträgern aus. Was die Auswirkungen auf der Angebotsseite anbetrifft, habe ich bereits einige Zahlen des vergangenen Jahres zu unkonventionellen Öl- und Gasvorkommen genannt. Im Folgenden werden wir auf jede dieser Entwicklungen noch etwas näher eingehen.

Darüber hinaus gab es weitere Langzeittrends sowie Beispiele aus dem letzten Jahr, die diese Entwicklungen unterstreichen oder von ihnen abweichen. In diesem Sinne werfen wir nun einen Blick auf die einzelnen Energieträger – und beginnen mit dem noch immer zentralen Markt des globalen Energiesystems, dem Markt für Öl.

3. Die einzelnen Energieträger

Öl

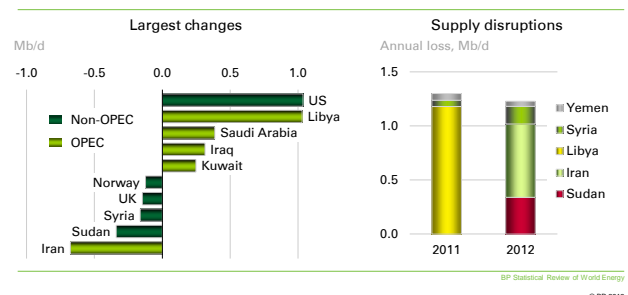
The oil market in 2012



schwächer entwickelnden Weltwirtschaft und einem verhalteneren Nachfragewachstum bei Öl haben die globalen Ölpreise ihr Niveau im Wesentlichen gehalten: Dated Brent stieg durchschnittlich um nur 41 Cent auf 111,67 US-Dollar pro Barrel und verzeichnete damit zwar einen Rekord beim Nominalpreis, aber gleichzeitig absolut gesehen die geringste Preisänderung seit 1978. Hinter dieser vermeintlichen Stabilität stecken jedoch wichtige Veränderungen, die den Ölmarkt 2012 und im bisherigen Jahresverlauf geprägt haben.

Auf den ersten Blick suggerieren die Ölmarktdaten von 2012 eine Entkopplung von Angebot und Nachfrage, die von der relativen Preisstabilität nicht reflektiert wird. Während sich der weltweite Ölverbrauch um unterdurchschnittliche 890.000 Barrel pro Tag (0,9%) erhöhte, stieg die globale Ölproduktion zweimal so schnell um überdurchschnittliche 1,9 Millionen Barrel pro Tag, wodurch der Produktionszuwachs hier nahezu doppelt so hoch ausfiel wie noch im Jahr 2011.

Oil production in 2012



Obwohl Öl seinen Status als dominierender Energieträger der Welt weiterhin verteidigen kann, hat es zum 13. Jahr in Folge Marktanteile verloren. Mit aktuell 33,1% ist sein Anteil am globalen Primärenergieverbrauch auf den bisher niedrigsten Stand unserer Aufzeichnungen gefallen. Vor dem Hintergrund einer sich

Doch bevor wir uns dieser offensichtlichen Diskrepanz widmen, sollten wir zunächst einen genaueren Blick auf die zugrunde liegenden Daten werfen – und beginnen dabei mit der Angebotsseite. Zum zweiten Jahr in Folge musste ein wichtiger OPEC-Produzent seine Förderung stark herunterfahren.

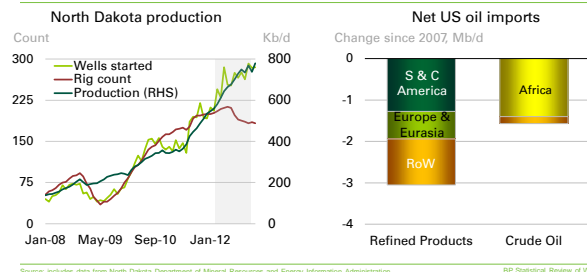
Aufgrund internationaler Sanktionen ging die iranische Produktion um 680.000 Barrel pro Tag zurück. Wenn man Ausfälle in mehreren anderen MENA-Ländern (Nahost und Afrika) hinzunimmt, dann ergab dies für 2012 erneut einen Gesamtverlust von deutlich mehr als 1 Million Barrel pro Tag – viele dieser Lieferunterbrechungen setzten sich auch im laufenden Jahr fort.

Dennoch zog die weltweite Produktion stark an, wobei auf die OPEC fast drei Viertel des globalen Produktionswachstums entfiel. Dabei ergänzte die mittlerweile fast vollständige Erholung der libyschen Förderung bedeutende Produktionserhöhungen in Saudi-Arabien, Kuwait und dem Irak.

Auch außerhalb der OPEC-Mitgliedsstaaten stieg die Produktion, und zwar um 490.000 Barrel pro Tag. Dabei vermeldeten die USA die weltweit größte Zunahme – bei ihrem letztjährigen Anstieg handelte es sich gleichzeitig um den höchsten jährlichen Ölproduktionszuwachs in der bisherigen US-Geschichte. Es sollte kaum überraschen, dass dieses erhöhte Angebot vor allem auf Schieferöl zurückzuführen war: Im vergangenen Jahr stieg die Förderung in Texas und Norddakota, also den Staaten mit den ergiebigsten Schieferöl-Gesteinsschichten, um fast 800.000 Barrel pro Tag. Ein Trend, der sich im aktuellen Jahr sogar noch beschleunigt (Stand 31. Mai): Im Jahresvergleich ist die US-Produktion bereits um mehr als 1,3 Millionen Barrel pro Tag gestiegen. Anderswo konnten Produktionssteigerungen in Kanada und Russland allerdings Förderunterbrechungen im Sudan, im Jemen und in Syrien sowie den kontinuierlichen Produktionsrückgang in seit längerer Zeit erschlossenen Förderregionen

wie der Nordsee nicht vollständig kompensieren.

US oil supply: cause and effect

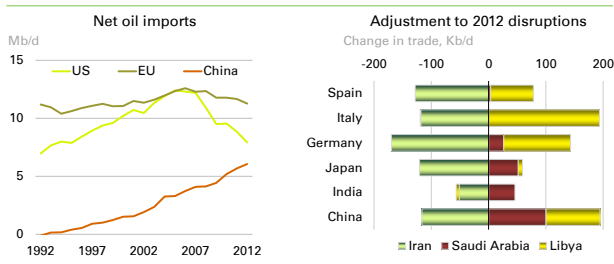


Die Geschichte der Schiefergas- und –ölförderung in den USA ist mittlerweile gut dokumentiert. Insbesondere die großen Vorkommen sowie die technischen Innovationen bei den Fördermethoden des Hydraulic Fracturing und der Horizontalbohrung. Der dritte wichtige Aspekt sind die durchgehenden Effizienzsteigerungen, die die Produktionsentwicklung in diesem Bereich vorantreiben. In North Dakota beispielsweise stieg die Zahl neuer Bohr- und Förderstätten im vergangenen Jahr analog zur Ölproduktion dieses Staates um mehr als 50%, während die Zahl der Ölplattformen gleichzeitig um nur 10% zulegte.

Angetrieben durch das Schieferölwachstum stieg die US-Produktion während der vergangenen fünf Jahre um 2 Millionen Barrel pro Tag und verzeichnete damit den weltweit stärksten Anstieg und einen doppelt so hohen Zuwachs wie im zweitplatzierten Irak (1 Million Barrel pro Tag). Dieser Anstieg der US-Förderung hatte deutliche Auswirkungen auf die Handelsströme des Landes. Vor fünf Jahren lagen die dortigen Nettoimporte von Raffinerieprodukten noch bei mehr als 2 Millionen Barrel pro Tag; 2012 exportierte das Land inzwischen 1 Million Barrel pro Tag. Angesichts der vergleichbaren leichten und

schwefelarmen Eigenschaften des inländischen Schieferöls und des westafrikanischen Rohöls sanken auch die Importe aus Afrika in diesem Zeitraum um fast 1,5 Millionen Barrel pro Tag.

Emerging oil trade patterns

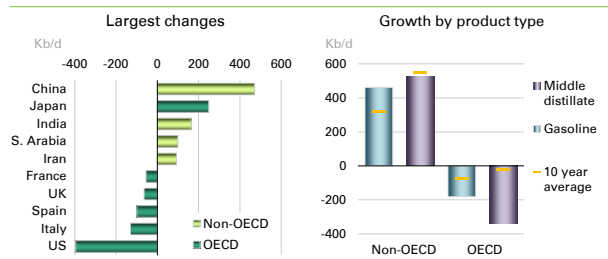


Gemeinsam mit der - wie wir noch sehen werden - schwächeren Nachfrage hat der starke US-amerikanische Produktionsanstieg die Gesamtmenge des US-amerikanischen Ölimportbedarfs dramatisch reduziert. Seit dem Spitzenwert von 2005 sind die US-Nettoimporte um 4,5 Millionen Barrel pro Tag oder 36% gesunken. Das ist fast genau die Menge, die der weltweit drittgrößte Ölkonsument, Japan, im ganzen Jahr 2012 verbraucht hat. Im gleichen Zeitraum stiegen die chinesischen Nettoölimporte um 2,8 Millionen Barrel pro Tag oder 84%. 2005 importierten die EU und USA noch nahezu gleiche Mengen; 2012 lagen die US-amerikanischen Nettoimporte um fast ein Drittel unter denen der Europäischen Union.

Auch andere Ereignisse zeigten 2012 Wirkung auf die Handelsströme, einschließlich der Sanktionen iranischer Exporte und der Wiederaufnahme der libyschen Produktion. Während die iranischen Lieferungen nach Europa radikal zurückgingen, weitete Europa seine Importe aus Nordafrika vor allem dank der Erholung der libyschen Förderung um mehr als 500.000 Barrel pro Tag aus. Auch

Asien nahm weniger iranisches Öl ab und ersetzte diese verlorenen Mengen vor allem durch eine höhere Produktion in Saudi-Arabien – außer China, wo die Raffineriekapazitäten schnell genug wuchsen, um Platz für höhere Importe aus sowohl Libyen als auch Saudi-Arabien zu schaffen.

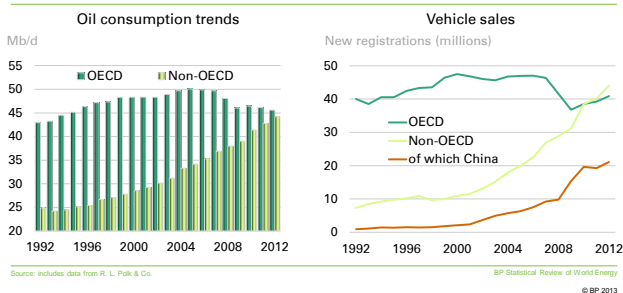
Oil consumption in 2012



Wenn wir uns nun dem Verbrauch zuwenden, dann vermeldeten die OECD-Länder einen erneuten Nachfragerückgang von 530.000 Barrel pro Tag oder 1,3%, d. h. der Konsum sank zum sechsten Mal innerhalb der letzten sieben Jahre. Vor allem Europa und die USA waren für diesen Rückgang verantwortlich, da die Konsumenten in beiden Regionen und besonders im Transportwesen – neben den Auswirkungen der europäischen Wirtschaftskrise – stark auf die dauerhaft hohen Preise reagierten. Die USA zum Beispiel verzeichneten den größten Fortschritt bei der Kraftstoffeffizienz neuer Pkws und kleiner Nutzfahrzeuge seit 1980. Gegenläufig zu diesem Trend war die Entwicklung in Japan, das seinen Verbrauch von Öl (sowie Erdgas und Kohle) steigerte, um damit Ausfälle bei der Kernenergie auszugleichen. Dabei handelt es sich jedoch um einen Einmaleffekt in 2012; im laufenden Jahr entspricht der japanische Verbrauch wieder dem strukturellen Abwärtstrend.

In 2012 wurde der Rückgang des OECD-Verbrauchs erneut durch kontinuierliches Wachstum in den Nicht-OECD-Ländern mehr als ausgeglichen. Dort stieg der Verbrauch um unterdurchschnittliche 3,3% oder 1,4 Millionen Barrel pro Tag. Obwohl der Anstieg des Ölverbrauchs in China aufgrund eines relativ schwachen Wirtschaftswachstums unterdurchschnittlich blieb, vermeldete das Land trotzdem zum zwölften Mal innerhalb der letzten 13 Jahre den weltweit größten Mehrverbrauch – der aktuelle Konsum übertrifft 10 Millionen Barrel pro Tag. Innerhalb der Raffinerieproduktkategorien stieg der Verbrauch leichter Destillate dank der erhöhten Benzinnachfrage in den Schwellenländern am schnellsten, während das unterdurchschnittliche Wachstum mittelschwerer Destillate die wirtschaftliche Abkühlung widerspiegelte.

Oil consumption and mobility

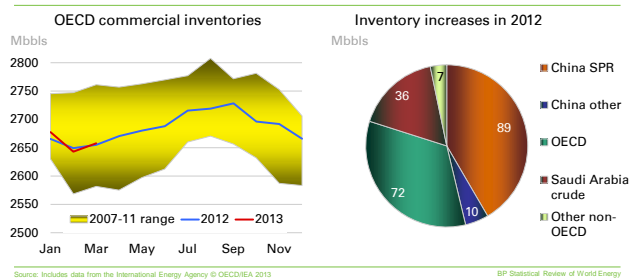


Beim langfristigen Energienachfragewachstum der Nicht-OECD-Staaten macht der Energieträger Öl keine Ausnahme. Über einen längeren Zeitraum betrachtet ist der Ölverbrauch der Nicht-OECD-Länder in den vergangenen zwanzig Jahren um 19 Millionen Barrel pro Tag oder 70% gestiegen und macht damit aktuell fast die Hälfte des Weltverbrauchs aus. Im gleichen Zeitraum wuchs der OECD-Verbrauch hingegen um gerade einmal 4% und liegt nun – angesichts des bereits angesprochenen kürzlichen

Rückgangs – auf dem niedrigsten Niveau seit 1995.

Neben einem rapiden Wirtschaftswachstum trug in jüngsten Jahren der steigende Fahrzeugbesitz, insbesondere in China, als weiterer wichtiger unterstützender Faktor zur wachsenden Ölnachfrage der Nicht-OECD-Länder bei. Dank rapide steigender Einkommen übertreffen die jährlichen Fahrzeugverkaufszahlen in den Nicht-OECD-Ländern die der OECD-Staaten seit 2011. Die Daten sind beeindruckend: 1992 entfielen noch 16% der globalen Neuwagenverkäufe auf die Schwellenländer; bis 2012 ist die Zahl der Neuwagenverkäufe um insgesamt 79% und der Anteil der Nicht-OECD-Länder daran auf 52% emporgeschneit. In diesem Zeitraum erhöhte sich allein Chinas Anteil an der globalen Gesamtmenge von 2% auf 25%. Und selbst angesichts hoher Ölpreise und deutlicher Effizienzverbesserungen führte diese rasche Ausweitung der Fahrzeugflotte zu einem kräftigen Anstieg des Benzinnverbrauchs. In den vergangenen fünf Jahren stieg der Benzinkonsum der Nicht-OECD-Länder um 5,1% pro Jahr, während sich der Verbrauch aller anderen Raffinerieproduktkategorien um nur 3,3% pro Jahr erhöhte.

Oil inventories



Es bleibt also offen, wieso sich die Ölpreise trotz einer derartigen Diskrepanz zwischen Produktion und Verbrauchsanstieg 2012 kaum

bewegt haben. Die Antwort steckt in den Lagerbeständen. Auf den ersten Blick sind die Bewegungen der Lagerbestände innerhalb der OECD – als gängiger Branchenstandard für die Beurteilung von Bestandsveränderungen – nicht gerade hilfreich: Im Gesamtjahr erhöhten sie sich um etwa 70 Millionen Barrel und damit nicht genug, um die Lücke zwischen Angebots- und Nachfrageanstieg zu erklären. Die Erfahrungen des vergangenen Jahrzehnts haben jedoch gezeigt, dass die OECD-Länder auf den Ölmärkten nicht mehr den größten Einflussfaktor stellen und dass stattdessen die Bestände der Schwellenländer, die weiter ansteigen, um dem erhöhten Bedarf zu begegnen, zum entscheidenden Faktor des globalen Ölgleichgewichts avanciert sind.

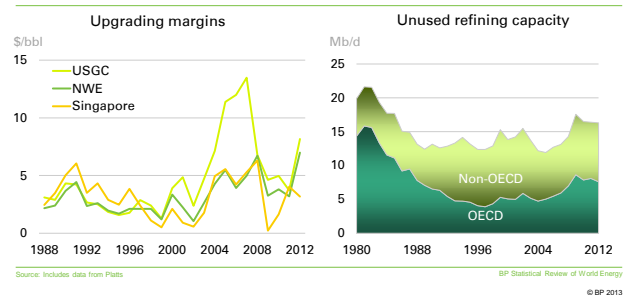
Tatsächlich helfen Schätzungen der Bestandsbewegungen außerhalb der OECD, wenngleich nicht vollständig, "die Lücken der Ölmarkt-Story 2012 zu füllen". Mit den geschätzten Aufstockungen der Lagerbestände außerhalb der OECD lassen sich etwa zwei Drittel der gemeldeten globalen Veränderungen des letzten Jahres erklären, da sowohl Produzenten als auch Konsumenten angesichts steigender Bedenken bezüglich der Versorgungsrisiken ihre Bestände freiwillig aufstocken. Laut Schätzungen übersteigt beispielsweise allein die Vergrößerung der strategischen chinesischen Vorräte – offiziell noch immer ein Staatsgeheimnis – den Anstieg der OECD-Lagerbestände.

Zu Beginn des aktuell laufenden Jahres stützte ein ungewöhnlich kalter Winter auf der Nordhalbkugel, der die Nachfrage ankurbelte, die Preise. Doch seit Kurzem übersteigt die globale Ölproduktion wieder den Verbrauch,

und dies bei gleichbleibend hohem OPEC-Angebot und einer wiedererstarteten Produktionswachstumsdynamik außerhalb der OPEC, wo die Auswirkungen früherer Produktionsunterbrechungen mittlerweile wieder abebben. In diesem Zuge haben sich die OECD-Lagerbestände wieder gefüllt und die Preise sind etwas zurückgegangen.

Raffinerie-Sektor

Refining margins and capacity



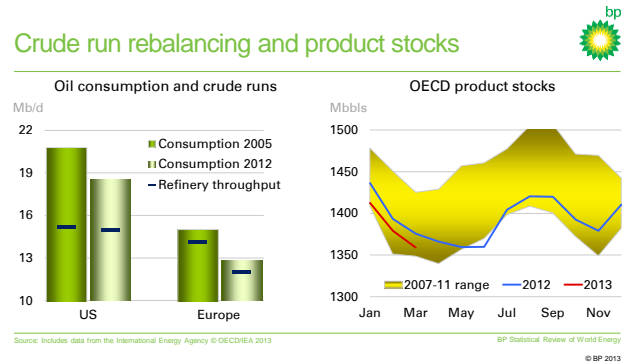
Die durchschnittlichen globalen Raffineriemargen haben sich 2012 und im laufenden Jahr 2013 deutlich erholt, obwohl es kaum Verbesserungen in der globalen Kapazitätsauslastung gab. Große regionale Unterschiede reflektieren die grundlegenden Spannungen auf den Märkten, die sich auf neue Raffineriekapazitäten in einigen Regionen und Schließungen in anderen einstellen.

Der Preisabstände zwischen dem Fertigprodukt Benzin und Rohöl (gasoline cracks) reagierten auf die erwähnte starke Nachfrage aus den Nicht-OECD-Ländern. Im Atlantikbecken sorgten diverse Raffinerie-schließungen für hohe Margen. Die durchschnittlichen Margen für US-Golfküsten-Sour-Coking übertrafen 8 US-Dollar/Barrel, während sich die Margen für nordwesteuropäisches Sweet Cracking bei 7 US-Dollar/Barrel einpendelten – dem höchsten Wert seit mindestens 1988. In den

USA lagen die Margen für Standorte, die große Mengen einheimischer Rohöl verarbeiten konnten, sogar noch höher, während sich der Abschlag von WTI zu Brent vergrößerte (von 16,2 US-Dollar/Barrel auf 17,5 US-Dollar/Barrel im Jahr 2012), da der Ausbau der Pipeline-Infrastruktur weiter hinter dem Wachstum der nordamerikanischen Rohölproduktion zurückblieb. Demgegenüber standen asiatische, schwefelhaltige Hydrocrackmargen von durchschnittlich gerade einmal 3 US-Dollar/Barrel, die ihr 2011er-Niveau damit um fast 1 US-Dollar/Barrel unterschritten, was wiederum auf die bedeutende Ausweitung der Raffineriekapazitäten in dieser Region zurückzuführen war.

Die globalen Nettoraffineriekapazitäten stiegen im vergangenen Jahr um insgesamt 360.000 Barrel pro Tag, doch hinter dieser Zahl steckt ein deutlich höherer Kapazitätsausbau in einigen Regionen und entsprechende Rückgänge in anderen. Die stärkste Expansion fand in China (710.000 Barrel pro Tag) und Indien (300.000 Barrel pro Tag) statt, doch die dortige Aufstockung wurde durch einen entsprechenden Rückgang in Europa (-700.000 Barrel pro Tag) und dem karibischen Raum (-570.000 Barrel pro Tag) nahezu ausgeglichen. So setzte sich die Verlagerung der Raffineriekapazitäten weg von den etablierten Märkten trotz eines bescheidenen Nettozuwachses auf globaler Ebene auch 2012 fort. Über die Hälfte der weltweiten Rohölverarbeitung und Destillationskapazitäten seit 2010 entfällt auf die Nicht-OECD-Märkte. Dennoch stieg ihr Anteil an den weltweit ungenutzten Kapazitäten im vergangenen Jahr auf die höchste Quote seit 2007 – was vor allem auf die unterschiedlichen Kapazitäten-

entwicklungen der beiden Vergleichsgruppen zurückzuführen ist.



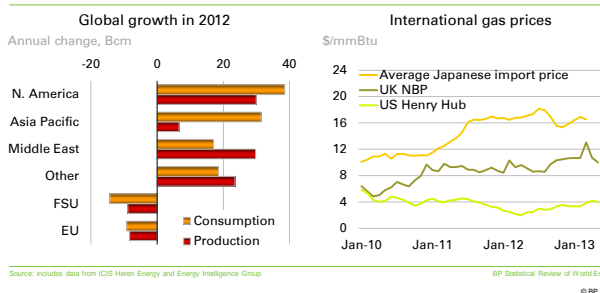
China war für annähernd zwei Drittel des letztjährigen Anstiegs der globalen Rohölverarbeitung von 480.000 Barrel pro Tag und fast des gesamte Nettowachstums der Nicht-OECD-Länder (310.000 Barrel pro Tag) verantwortlich. Innerhalb der OECD-Staaten stieg die Rohölverarbeitung um 160.000 Barrel pro Tag, wobei entsprechende Rückgänge in Europa, Australasien und Japan durch Produktionssteigerungen in Nordamerika mehr als wettgemacht wurden. Die Rohölverarbeitung in Europa ging zum siebten Jahr in Folge zurück, in 2012 um etwa 150.000 Barrel pro Tag. Seit 2005 ist die Nachfrage nach Öl sowohl in Europa als auch den USA um etwa 2 Millionen Barrel pro Tag gesunken – doch während die Rohölverarbeitung in den USA in diesem Zeitraum um 210.000 Barrel pro Tag sank, fiel sie in Europa um mehr als 2 Millionen Barrel pro Tag. US-amerikanische Raffinerien profitieren von komplexeren Strukturen, niedrigeren Erdgaspreisen und – in einigen Fällen – Zugang zu verbilligtem nordamerikanischem Rohöl. Dank dieser Wettbewerbsvorteile sind die USA zum wichtigen Exporteur geworden und werden diese Position wahrscheinlich mindestens so lange halten und konsolidieren, wie

Rohölexporten gesetzlichen Beschränkungen unterworfen sind.

2012 kam es auch zu einigen Störungen des Raffineriebetriebs durch u. a. Hurrikans, die Petroplus-Insolvenz und die Explosion im venezolanischen Paraguana-Raffineriekomplex. Diese Ereignisse haben die Effekte des Kapazitätsabbaus und damit die zeitlichen Verzögerungen beim Ausgleich des Rohöl- und Produkthandels weiter verstärkt. Dies hat wiederum zum relativ niedrigen Stand der OECD-Lagerbestände während eines Großteils des Jahres und bis in das Jahr 2013 hinein beigetragen.

Erdgas

Global natural gas balance



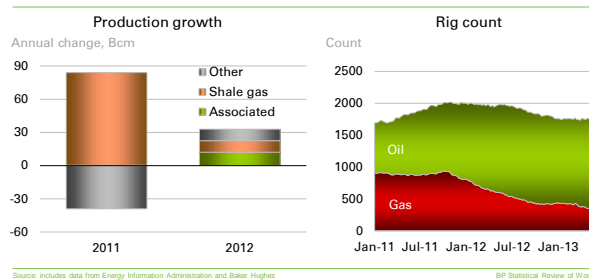
Zwei Trends haben die Entwicklung der Erdgasmärkte in den vergangenen Jahren dominiert: der rasche Produktionsanstieg beim US-amerikanischen Schiefergas und die Expansion des globalen LNG-Marktes. Auch 2012 setzte sich das Wachstum der US-Produktion fort, wenn auch etwas langsamer als bisher. Demgegenüber ging der LNG-Handel erstmals seit Beginn unserer Datenerfassung leicht zurück. Gemeinsam mit den weiter andauernden Auswirkungen der japanischen Marktanpassungen nach Fukushima haben diese beiden Entwicklungen die Gasmärkte 2012 geprägt und ein wichtiges Beispiel für den

Wettbewerb unter den Energieträgern geliefert.

Der globale Gasverbrauch stieg 2012 um 2,2% (82 Mrd. m³) und damit zwar etwas stärker als noch im Vorjahr, blieb aber trotzdem unter dem Zehnjahresmittel von 2,7%. Die USA verzeichneten den weltweit größten Verbrauchsanstieg nach Volumen (31,6 Mrd. m³ oder 4,1%), der damit sogar das Wachstum jeder einzelnen globalen Region übertraf. Die weltweite Produktion wuchs ebenfalls unterdurchschnittlich um 1,9% (72 Mrd. m³), bei einem sich verlangsamen Wachstum in den USA. Die größten regionalen Rückgänge gab es in der Europäischen Union (5,5% oder 8,3 Mrd. m³) und der ehemaligen Sowjetunion (1,4% oder 8,9 Mrd. m³), während die asiatischen LNG-Importe weiter stiegen.

Regionale Gaspreise bildeten dieses Muster ab. Die Preisspannen vergrößerten sich, wobei die US-Preise auf ihr tiefstes durchschnittliches Jahresniveau seit 1999 sanken, japanische Importpreise einen neuen durchschnittlichen Jahresrekord erreichten und britische Spot-Preise langsam anzogen, da die globale Konkurrenz um LNG die europäische Marktsituation verschärfte.

US natural gas production



Die US-Produktion erhöhte sich 2012 um weitere 4,7% (32,9 Mrd. m³), jedoch lag dieser Anstieg deutlich unter dem

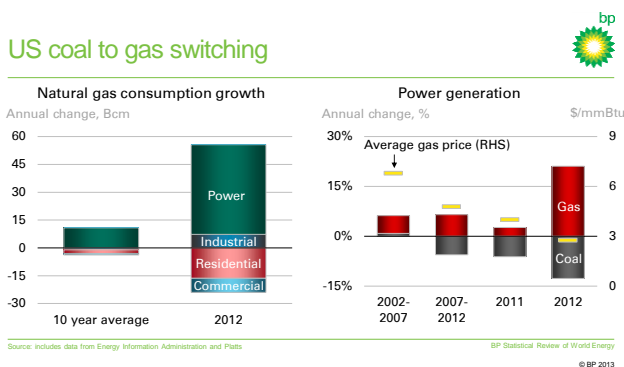
Rekordergebnis von 2011 (7%, 44,9 Mrd. m³). Für diese Verlangsamung des Wachstums war vor allem die Verlagerung von Bohraktivitäten in den USA von Gas hin zum höher-preisigen Öl verantwortlich; ohne den raschen Produktionsanstieg besonders bei Erdgaskondensat reichen und assoziierten Erdgasen, wären die Auswirkungen auf die Gasproduktion noch deutlich stärker ausgefallen.

Die Henry-Hub-Preise fielen seit Ende 2011 kontinuierlich, bis sie im April 2012 ihren Tiefpunkt von 1,83 US-Dollar/mmBtu (Million British Thermal Units) erreichten. Dies machte die Förderung vieler trockener Schiefergase unwirtschaftlich, und die Produzenten schränkten entsprechende Aktivitäten ein. Insgesamt sank die Zahl der Gasförderstätten um 46%. Abgefedert wurde dieser Trend durch die Umstellung von trockenem auf Erdgaskondensat reiche und assoziierte Erdgase als Reaktion auf die hohen Ölpreise: Die Produktion nicht-assoziierter Schiefergase stieg 2011 um 84 Mrd. m³, doch im Folgejahr nur noch um 10 Mrd. m³, während sich die Förderung assoziierter Gase um 12 Mrd. m³ erhöhte und damit 36,6% des gesamten US-amerikanischen Produktionszuwachses ausmachte. Diese Abschwächung des Wachstums setzt sich bisher auch 2013 weiter fort.

Das Jahr 2012 begann mit einem ungewöhnlich warmen Winterwetter, was die Nachfrage nach Heizenergie drosselte, während die US-Produktion kontinuierlich weiter wuchs – eine Kombination, die zu einer Marktübersorgung führte und die Lagerbestände auf einem ungewöhnlich hohem Niveau beließ. Für eine gewisse Entlastung sorgten geringere Pipeline-Importe aus Kanada (4,4 Mrd. m³) und höhere Exportmengen nach Mexiko (3,4 Mrd. m³) sowie geringere LNG Nettoimporte (4,1 Mrd. m³).

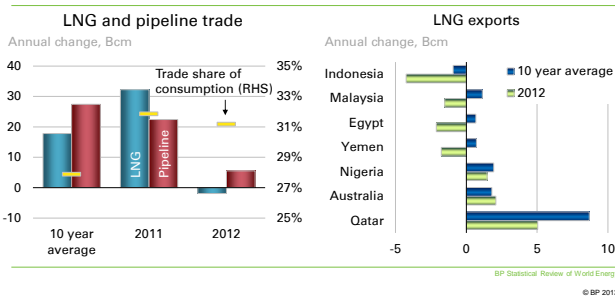
Als größter ausgleichender Faktor und einziger Sektor mit ausreichend Flexibilität, um diesen Überschuss aufzunehmen, erwies sich die Strombranche. Dafür mussten die Gaspreise jedoch erst einmal tief genug fallen, um bei der Grundlaststromerzeugung mit Kohle konkurrieren zu können. Insgesamt verbrauchte die Strombranche im vergangenen Jahre zusätzliche 44 Mrd. m³, wodurch die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken um 21% stieg (217 TWh) – dies war der größte Zuwachs von allen Energieträgern in der US-amerikanischen Stromerzeugung seit mindestens 40 Jahren und Auslöser eines absoluten Spitzenwerts in der Stromerzeugung durch Gaskraft (1295 TWh). Die Kohlestromerzeugung sank um 12%, und damit auf ihren niedrigsten Wert seit 1987, und auch der Kohleverbrauch der USA sank 2012 um 12% und verzeichnete damit nach Menge den weltweit größten Rückgang.

Diese Verlagerung unterstreicht einen Trend: Seit 2007 stieg die Stromproduktion aus Gaskraftwerken um durchschnittlich 6,5% pro Jahr, während die Kohlestromproduktion um 5,6% pro Jahr sank. Angesichts dieser Zahlen muss an eine ähnliche Entwicklung vor genau



30 Jahren erinnert werden, als Öl in der Stromversorgung durch Kohle verdrängt wurde. Dieser Wechsel hatte Bestand und hat sich nie wieder umgekehrt. Es bleibt abzuwarten, welchen Anteil am Strommarkt Gas auf Dauer für sich beanspruchen kann. Im laufenden Jahr hat Gas hier bisher etwas an Marktanteilen verloren, während sich die Gaspreise von ihrem Tiefpunkt erholen.

Natural gas trade



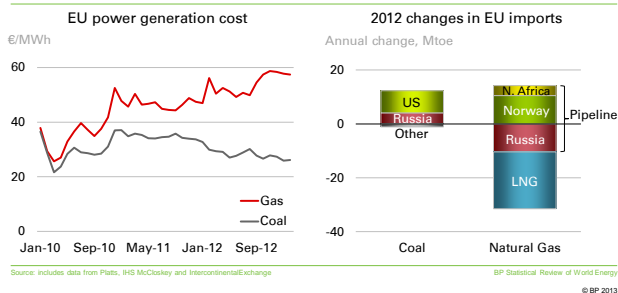
Während sich das Wachstum der US-amerikanischen Gasförderung im letzten Jahre zwar verlangsamt, aber dennoch relativ stabil blieb, wendete sich das Blatt in der erstaunlichen Erfolgsgeschichte von LNG. Seit mindestens zwei Jahrzehnten ist der internationale Gashandel ständig gewachsen – und zwar durchschnittlich 2,5-mal (im LNG-Handel sogar 3-mal) so schnell wie der jährliche Konsum. Das heißt, so war es bis zum vergangenen Jahr, als der LNG-Handel erstmals um 0,9 % (1,9 Mrd. m³) zurückging. Doch wie kam es dazu?

Als Hauptverdächtige wären hier der klumpige Charakter der LNG-Kapazitätenerweiterung sowie die fehlende Auslastung bestehender Anlagen zu nennen. Im Gegensatz zu den großen Zuwächsen (vor allem in Katar), die das vergangene Jahrzehnt geprägt haben, war gegen Ende des Jahres 2012 nur ein einziges neues Projekt tatsächlich aktiv – die geringste jährliche Mehrkapazität seit 2002. Auch die

Auslastung sank, entweder weil steigende inländische Nachfrage oder sinkende Produktionsmengen den Gasexport verdrängten, oder infolge ungeplanter Ausfälle und direkter Infrastrukturschäden. Als Beispiele wären hier Indonesien (-15% oder -4,2 Mrd. m³), Algerien (-15% oder -2,6 Mrd. m³), Ägypten (-24% oder -2,1 Mrd. m³) und der Jemen (-20% oder 1,8 Mrd. m³) zu nennen.

Unter dem Strich führte dies zu einem klaren Rückgang auf Angebotsseite. Da LNG in Asien weiterhin stark nachgefragt wurde und Japan verstärkt Ersatz für die Atomkraft nach Fukushima benötigte, verknappte sich das Angebot auf dem LNG-Markt. Japan erhöhte seine LNG-Importe auf die Rekordmenge von 119 Mrd. m³ und bezahlte dafür ebenso rekordverdächtige Preise von bis zu 9,47 US-Dollar/mmBtu über den auf dem europäischen Spotmarkt üblichen Preisen, um Anbieter anzulocken. China und andere asiatische Importeure waren zusammengenommen für einen Anstieg von 9,2 Mrd. m³ (9%) verantwortlich, zurückzuführen auf ein solides Wirtschaftswachstum sowie eine ernste Trockenperiode in Lateinamerika, die höhere LNG-Importe erforderlich machten (43% oder 4,6 Mrd. m³). Aufgrund des fehlenden Drucks, LNG auf asiatischem Preisniveau kaufen zu müssen und alternativer Quellen sanken die europäischen LNG-Importe gleichzeitig um 24,2% (21,8 Mrd. m³).

European gas-coal competition



Für traditionelle Versorger des europäischen Gasmarktes wie Russland und Norwegen hätte diese LNG-Verknappung eigentlich von Vorteil sein müssen. Doch stattdessen sahen sie sich einer unerwarteten Konkurrenz durch günstige Kohle ausgesetzt. Ein Großteil dieser Kohle kam aus den USA, wo der Energieträger durch die Schiefergasrevolution verdrängt wurde. Doch auch Kohleimporte aus Russland zogen stark an (14%).

Während die internationalen Kohlepreise aufgrund des Überangebots also zurückgingen, stiegen in Europa die Gaspreise weiter. Russland verließ sich auf die Ölpreisbindung und verlor dadurch Marktanteile an andere Anbieter, vor allem an Norwegen, das ein Gros seines Angebots auf spot-gekoppelte Preise umgestellt hatte. Russlands Exporte nach Europa sanken um 10%, während Norwegen seine Verkäufe um 12% steigern konnte. Doch der Nettoeffekt von Russlands Entscheidung, auf Preise statt Absatzmengen zu setzen, sorgte auf dem europäischen Markt für relativ hohe Gaspreise, wodurch sich eine große Schere zwischen den Kosten für die Stromerzeugung aus Kohle- und Gaskraftwerken auftrat: Hier erwies sich Kohle als durchschnittlich um 45% günstiger als Gas. Und die Abgaben auf CO₂-Emissionen (dazu später mehr) waren zu niedrig, um dieses Gleichgewicht in Richtung Gas zu verschieben.

So erlebte die Stromerzeugung eine bedeutende Verschiebung von Gas zu Kohle – und lieferte damit ein Spiegelbild des US-Marktes, allerdings im kleineren Rahmen. Insgesamt ging die Gaskraft-Stromerzeugung 2012 in den fünf größten europäischen Strommärkten um 19% zurück, während Kohlekraftwerke 12% mehr Strom produzierten; rein mengenmäßig sank die Gasnachfrage auf dem Strommarkt um etwa 17 Mrd. m³ im Vergleich zum 44 Mrd. m³-Verbrauchsanstieg der US-amerikanischen Strombranche. Alles in allem fiel der europäische Gasverbrauch 2012 um 2,3%, während der europäische Kohlekonsum im gleichen Zeitraum um 3,4% anstieg.

Wenn man die Situation mit etwas Abstand betrachtet, dann wurden 2012 erneut die Verbindungen und Abhängigkeiten zwischen den regionalen Gasmärkten deutlich. Anders als der Ölmarkt ist der Gasmarkt noch nicht global integriert – aber dennoch zeigen regionale Entwicklungen zunehmend starke Auswirkungen auf andere Regionen, entweder über LNG-Preise oder indirekt über den Kohlemarkt.

Kohle

Im vergangenen Jahr verlangsamte sich der Anstieg des globalen Kohleverbrauchs – sowohl Nachfrage als auch Produktion wiesen unterdurchschnittliche Wachstumszahlen auf. Der Verbrauchsanstieg fiel mit 2,5% (101,3 Mio. t Öläquivalent) auf fast die Hälfte der 2011-Wachstumsrate, während das Produktionswachstum von 6,1% auf 2% (86,2

Mio. t Öläquivalent) zurückging.

The coal market in 2012



Wenn man die ganzen Feinheiten des atlantikübergreifenden Kohlehandels einmal beiseitelässt, dann bleibt Kohle global gesehen vor allem ein chinesisches Thema. Als Motor der chinesischen Industrialisierung ist der inländische Kohleabbau im vergangenen Jahrzehnt um 135% gestiegen. Innerhalb dieses Zeitraums war ein einziger Brennstoff in einem einzigen Land für mehr als ein Drittel des globalen Energieverbrauchsanstiegs verantwortlich, und im letzten Jahr hat China erstmals mehr als die Hälfte der weltweiten Produktion konsumiert.

Derartige Mengenvergleiche bleiben wichtig. Aber die chinesischen Daten werfen auch eine komplexere Frage auf. Die chinesische Regierung versucht aktuell, ihren wirtschaftlichen Fokus von expansivem Wachstum in Richtung Dienstleistung und Inlandskonsum zu verschieben. Falls dies gelingt, würde China auch weniger Kohle verbrauchen. Die 2012er-Daten lassen erahnen, dass sich der vermehrte Kohleverbrauch damit vielleicht wieder etwas verlangsamt, wie in der Phase seit 2003, als die Wachstumsraten von Kohle fast 20% erreicht hatten. 2009-10 wurde diese Entwicklung durch energieintensive Konjunkturprogramme unterbrochen, die zur Bekämpfung der globalen Wirtschaftskrise aufgelegt worden waren. Obwohl es hier für

ein Fazit noch zu früh ist, lohnt es sich, auch diese Entwicklung im Auge zu behalten.

Außerhalb Chinas kam es zu einem flächendeckenden Rückgang des Nachfragewachstums. Unterteilt nach Regionen stieg der Bedarf nur in Afrika und in der Europäischen Union. Auf Länderbasis stellten Japan, wo Kohle (5,4%, 6,6 Mio. t Öläquivalent) dabei half, die Folgen fehlender Kernenergie abzumildern, und Indien, wo die Kohlenachfrage erheblich stieg (9,9% oder 27,7 Mio. t Öläquivalent), um Gas in der Stromerzeugung zu ersetzen, die größten Ausnahmen. Hier sank die Erdgasverfügbarkeit aufgrund offizieller Preismechanismen.

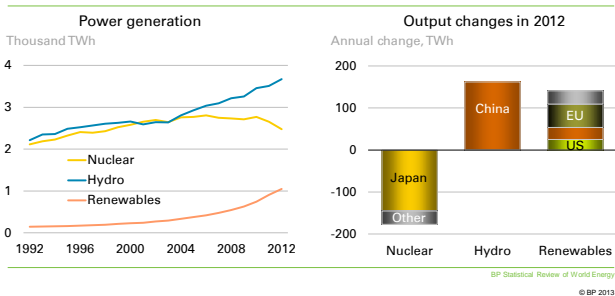
Außerhalb von China waren vor allem Kohleexporteure für den Produktionsanstieg verantwortlich. Kohle wurde noch internationaler, und der Handel mit Kesselkohle übertraf den globalen Verbrauch zum zehnten Jahr in Folge. Fallende Preise in allen Regionen erhöhten die Bedeutung der Transportkosten, während der Wiederaufbau beschädigter Infrastrukturen, vor allem in Australien und Südafrika, den Wettbewerb weiter befeuerte. Infolgedessen konzentrierten sich Exporte vor allem auf bestimmte Regionen: Anbieter im Indischen Ozean handelten vermehrt mit Asien, die USA nahmen Europa ins Visier und Russland machte das Beste aus seiner geografischen Lage und erhöhte seine Exporte in beide Regionen, Asien und Europa.

Die wichtigsten, hier aufgeführten Trends setzten sich auch 2013 fort. Während der ersten vier Monate dieses Jahres sind die Kohlepreise in Europa und Asien gefallen, aber in den USA aufgrund höherer Gaspreise wieder gestiegen. Kohleerzeuger haben

mittlerweile damit begonnen, ihre Produktion wieder zurückzufahren, in China z. B. ist im Jahresvergleich ein Produktionsrückgang von 2% zu beobachten.

Nicht-fossile Energieträger

Hydro, other renewables and nuclear



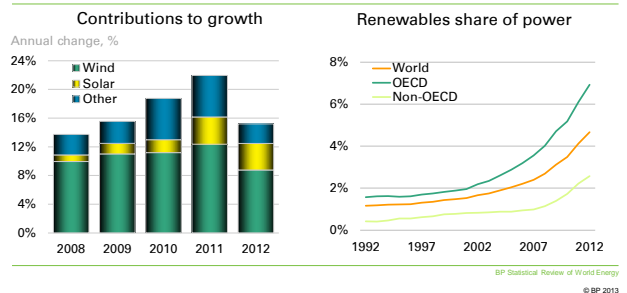
Auf globaler Ebene trennten sich die Wachstumskurven von Wasser- und Atomkraft, vor allem aufgrund der Entwicklungen in China und Japan.

Trotz fast durchschnittlicher Niederschläge wuchs die globale Wasserkraftproduktion 2012 um überdurchschnittliche 4,3% (161 TWh). Der gesamte Nettozuwachs entfiel hier auf China. Im Rahmen eines umfangreichen Kapazitätssteigerungsprogramms war China für mehr als die Hälfte der globalen Mehrkapazitäten des letzten Jahrzehnts verantwortlich; 2012 verzeichnete das Land sogar den größten jährlichen Zuwachs (23%, 162 TWh) unseres Erhebungszeitraums. Doch Niederschläge sind, ähnlich wie Mehrkapazitäten, ungleich verteilt. Brasilien zum Beispiel, das 75% seines Stroms durch Wasserkraft erzeugt, hatte unter einer Dürreperiode zu leiden, welche die Wasserkraftproduktion um 2,8% oder 11 TWh verringerte und so zusätzliche LNG-Importe erforderlich machte.

Auf globaler Ebene ging die Atomkraft zum zweiten Jahr in Folge um einen Rekordwert

zurück (-6,9 % oder 177 TWh), wodurch auch der Kernenergieanteil am Primärenergieverbrauch auf 4,5% und damit den niedrigsten Wert seit 1984 fiel. Die fast vollständige Abschaltung der Reaktoren in Japan war für 82% des Rückgangs des vergangenen Jahres verantwortlich, während der Rest auf das Konto ungeplanter Stilllegungen und Sicherheitschecks in aller Welt ging. Außerhalb der OECD-Länder ist die Kernenergienutzung aktuell weiter im Anstieg begriffen, allerdings geht dieser Ausbau langsamer als noch im Vorjahr (3,7% statt 5,9%) voran. Global gesehen vermeldeten China (12,5% oder 11 TWh) und Russland (2,7% oder 5 TWh) hier die stärksten Zuwächse.

Renewables in power generation



Strom aus erneuerbaren Energien verzeichnete 2012 einen Zuwachs von 15,2%, und damit etwas mehr als im Zehnjahresdurchschnitt von 14,5%, erfuhr aber auch seinen ersten echten Dämpfer. Während der allgemeine Strommarkt nur noch relativ langsam wächst, konnten die erneuerbaren Energien ihren Marktanteil an der weltweiten Stromerzeugung weiterhin ausbauen und erzielten 4,7%. In der EU stellten sie 2012 12,9% der Gesamtstromerzeugung; in den USA lag dieser Wert bei 5,3% und außerhalb der OECD-Staaten bei 2,6%.

Als Wachstumstreiber wären hier die drei Länder China (6,5 Mio. t Öläquivalent oder 25,1%), die USA (5,7 Mio. t Öläquivalent oder 12,3%) und Italien (2,5 Mio. t Öläquivalent oder 29,5%) zu nennen, die gemeinsam für etwa die Hälfte (46%) des globalen Anstiegs an der Stromerzeugung verantwortlich zeichneten. Damit überholte China Deutschland als zweitgrößten Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien nach den USA. Sowohl in China als auch Deutschland (und Japan) tragen erneuerbare Energien damit mehr zur Stromerzeugung bei als die Kernenergie.

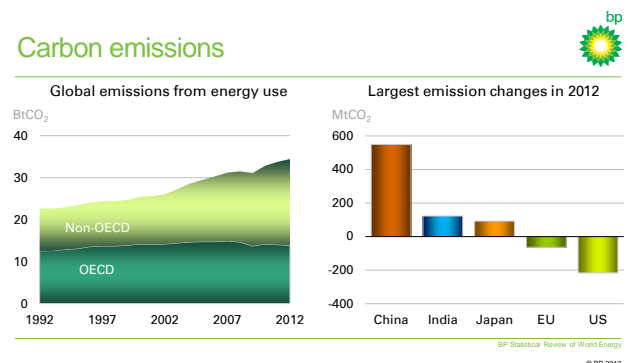
Andererseits sind erneuerbare Energien weiterhin von offizieller Förderung abhängig. Wenn ihre Nutzung zu rasch expandiert, dann können die entsprechenden Fördersummen schnell unkontrollierbar werden. In einigen Ländern, vor allem in Europa, wo erneuerbare Energien weit verbreitet, aber Haushalte knapp bei Kasse sind, wurden die Subventionen bereits gekürzt. Diese Abhängigkeit kann ihre eigenen Blüten treiben: Beispielsweise führte die Aussicht auf zukünftige Subventionsstreichungen in den USA zu einem starken Ausbau der Windkraft bis zum Rekordwert von 13 GW. Die für 2013 angekündigte Subventionsbeschränkung verleitete Investoren 2012 zu fieberhafter Aktivität, da die Subventionen in diesem Jahr noch gewährt wurden. So gehen Prognosen für 2013 von einer großen Ausweitung der US-amerikanischen Windkraftproduktion aus, erwarten allerdings auch einen starken Rückgang bei neuen Kapazitäten.

Während die erneuerbaren Energien also etwas langsamer wuchsen als bisher, sank die Biokraftstoffproduktion um 0,4%, vor allem aufgrund des ersten Einbruchs der US-

amerikanischen Ethanolherzeugung seit 1996. Bedingt durch die schlimmste Dürre seit den 1950er Jahren und eine fallende Benzinnachfrage wurde die US-amerikanischen Ethanolbranche von hohen Maispreisen und der sogenannten „Blend Wall“ belastet, so dass mehrere Ethanolwerke schließen mussten.

Trotz sinkender Biokraftstoffproduktion und abflauendem Wachstum in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg der Gesamtanteil aller erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 2,2% (2011) auf 2,4% (2012).

CO₂-Emissionen



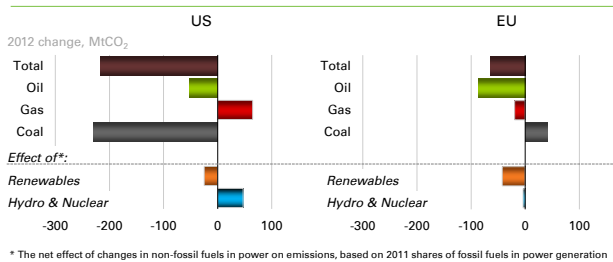
Laut Schätzungen sind die weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen 2012 um 1,9% (723 Mio. t (Mt)) angestiegen, d. h. etwas stärker als der Primärenergieverbrauch. Im vergangenen Jahrzehnt hat sich der Ausstoß jährlich um 2,8% und damit ebenfalls schneller als der Primärenergiekonsum (2,6%) erhöht, wobei ein leichter Rückgang in den OECD-Staaten (-0,2% pro Jahr) durch vermehrte Emissionen in den Nicht-OECD-Ländern (5,8% pro Jahr) mehr als aufgewogen wurde.

Es wird kaum überraschen, dass der Löwenanteil dieses Emissionsanstiegs 2012 auf China (548 Mt, 6%) und Indien (122 Mt, 6,9%) entfiel, aber auch Japan vermeldet

aufgrund der Verluste bei der Nuklearenergieproduktion einen deutlichen Zuwachs (92 Mt oder 6,7%). Die USA registrierten den weltweit größten Emissionsrückgang, noch weit vor der EU: 2011 lagen beide Regionen noch gleichauf, doch 2012 verstärkte sich der US-Rückgang, während sich die Emissionseinsparungen in der EU halbierten.

Dies mag angesichts der aggressiven Emissionsreduktionspolitik der EU überraschen. Und wenn wir uns ausschließlich auf die Emissionen konzentrieren, die durch den Einsatz erneuerbarer Energien oder den gesunkenen Ölverbrauch vermieden wurden, dann kann die EU hier mit einer besseren Bilanz punkten. Doch diese Entwicklung wird von dem bereits angedeuteten Energieträgerwechsel in der Stromerzeugung überschattet – in der EU von Gas zu Kohle, in den USA von Kohle zu Gas.

Carbon emissions by fuel: US and EU



Pro Stromeinheit verursacht ein Kohlekraftwerk etwa doppelt so viel CO₂ wie ein modernes Gaskraftwerk. Die Nettoauswirkung des höheren Gaskonsums und entsprechend geringeren Kohleverbrauchs in den USA (über sämtliche Branchen hinweg) führte zu Emissionsminderungen von 164 Mt, während die EU einen Mehrausstoß von 21 Mt vermeldete. Würde man die Strombranche isoliert betrachten, dann wären die

Auswirkungen der unterschiedlichen Kohle- und Gasanteile sogar noch markanter.

Der Ersatz von Kohle durch Gas in der Stromerzeugung ist eine der günstigsten Methoden zur CO₂-Einsparung – pro Tonne CO₂ ist dieser Ansatz deutlich preiswerter als erneuerbare Energien oder strengere Fahrzeugemissionsstandards. Außerdem ist die EU für ihre gezielte Klimapolitik bekannt, die USA jedoch nicht.

Es stellt sich also erneut die Frage, was hier schief gelaufen ist? Es ist eine Frage des Preises. Schwache Kohlepreise, die sich unter anderem über die in den USA durch günstigeres Schiefergas vom Markt gedrängte Kohle erklären lassen, sowie relativ hohe Gaspreise sorgten in Europa für den stärkeren Einsatz von Kohlekraftwerken.

Theoretisch sollten die von der EU im Rahmen des Emissionshandels eingeführten CO₂-Zertifikate solche Kostenvorteile nivellieren. Doch erst ab einem Preis von etwa 40-45 Euro pro Tonne wäre Gas für die Grundlaststromerzeugung wieder attraktiv, während die tatsächliche Emissionsabgabe 2012 bei nur 7,90 Euro pro Tonne lag (und damit noch unter dem 2011er Preis von 14,78 Euro).

Der Preis für Emissionsberechtigungen hat aufgrund des aktuellen Überangebots an Emissionszertifikaten mittlerweile ein absolutes Rekordtief erreicht (2013 liegt er bisher bei durchschnittlich 4,30 Euro). Dieses Überangebot ist vor allem eine Folge der europaweiten Rezession. Als die Mengen der auszugebenden Zertifikate festgelegt wurden, waren diese wirtschaftlichen Turbulenzen noch nicht absehbar. Gleichzeitig reflektiert diese Entwicklung die unbeabsichtigten

Konsequenzen der meist nicht aufeinander abgestimmten energiepolitischen Rahmensetzungen - als der EU-Emissionshandel konzipiert wurde, waren die gesetzlichen Vorgaben zur Energieeffizienz oder den Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung noch nicht absehbar. Die entsprechenden Förderungen über diverse Subventionsmechanismen, die mit dem EU-Emissionshandel nicht abgestimmt waren, trugen direkt zu einem Nachfragerückgang und damit Preisverfall der CO₂-Emissionszertifikate bei. So fiel ein Aspekt der Klimapolitik (der Preis für CO₂) dem Erfolg eines anderen (den Zielsetzungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz) zum Opfer.

4. Fazit

Conclusion



Energy in 2012

- Fundamental adjustment
 - And short-term aberrations
- Market and price driven
 - Sometimes with surprises
- Policy matters

BP Statistical Review of World Energy
© BP 2013

Was bedeutet all dies für uns?

Langfristig gesehen und angesichts vieler individueller Stellschrauben haben wir diverse Beispiele einer Anpassung erlebt – einige davon sind offensichtlich sehr gut auf langfristige Entwicklungen abgestimmt und treiben diese Trends auch voran oder eröffnen neue Perspektiven: zum Beispiel Schieferöl oder die unterschiedlichen Nachfragetrends der OECD- und Nicht-OECD-Länder. Bei anderen dieser Anpassungen – und dies lässt sich aktuell noch nicht beurteilen – handelt es

sich eventuell um vorübergehende Phänomene: vielleicht im Falle der US-amerikanischen Gasreserven oder des geschrumpften LNG-Handels.

Wir haben Beispiele politischer Eingriffe gesehen – und warum ein ganzheitlicher Ansatz angesichts der vermehrten Integration internationaler Märkte immer wichtiger wird.

Die Schlussfolgerungen, die sich daraus ziehen lassen, sind nicht neu, aber deshalb nicht weniger relevant.

Energie geht uns alle an. Wir hoffen, dass Sie die Daten des diesjährigen Reviews nützlich finden und dass sie Ihnen als Grundlage für eine gute Diskussion dienen.

Bitte beachten: Die im *BP Statistical Review of World Energy Juni 2013* und in dieser Rede aufgeführten Daten entsprechen nicht zwingend den Definitionen, Richtlinien und Praktiken zur Bestimmung nachgewiesener Reserven auf Unternehmensebene wie z. B. den britischen Bilanzrichtlinien, die im Leitfaden „Bilanzierung von Öl- und Gassuche, -entwicklung, -produktion und -stilligungsaktivitäten“ (UK SORP) oder den Veröffentlichungen der US-Börsenaufsichtsbehörde dargelegt sind, noch spiegeln sie zwangsläufig BPs eigene Einschätzung nachgewiesener Reserven. Die hier aufgeführten Zahlen und Ergebnisse basieren auf einer Kombination offizieller Primärquellen sowie auf Daten, die von Dritten erhoben wurden.