

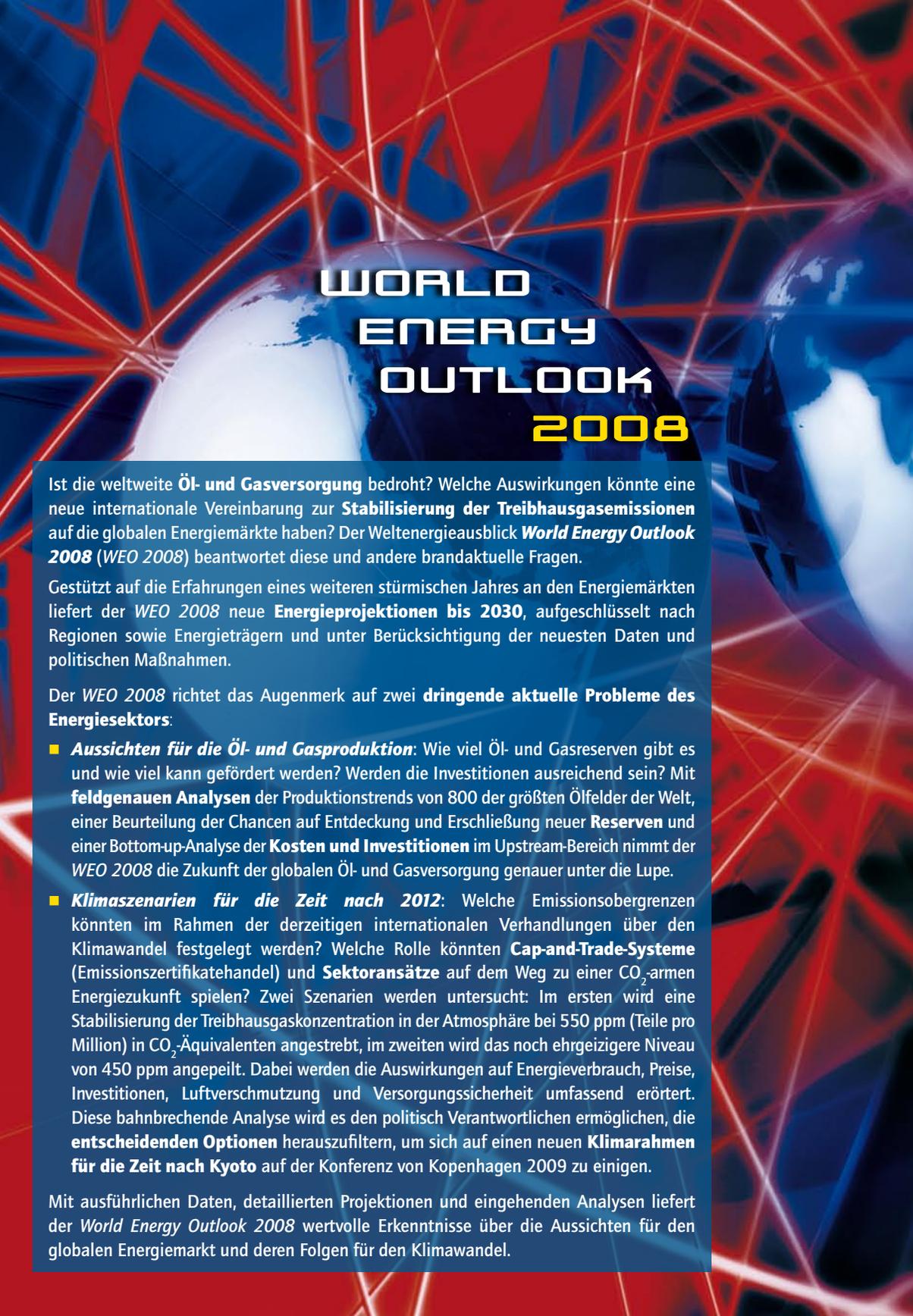


INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

WORLD ENERGY OUTLOOK

2008

ZUSAMMENFASSUNG

The background of the cover features a stylized globe with a network of red and blue lines crisscrossing over it, suggesting a global energy network or data flow. The title 'WORLD ENERGY OUTLOOK 2008' is centered over the globe.

WORLD ENERGY OUTLOOK 2008

Ist die weltweite **Öl- und Gasversorgung** bedroht? Welche Auswirkungen könnte eine neue internationale Vereinbarung zur **Stabilisierung der Treibhausgasemissionen** auf die globalen Energiemärkte haben? Der Weltenergieausblick **World Energy Outlook 2008** (WEO 2008) beantwortet diese und andere brandaktuelle Fragen.

Gestützt auf die Erfahrungen eines weiteren stürmischen Jahres an den Energiemärkten liefert der **WEO 2008** neue **Energieprojektionen bis 2030**, aufgeschlüsselt nach Regionen sowie Energieträgern und unter Berücksichtigung der neuesten Daten und politischen Maßnahmen.

Der **WEO 2008** richtet das Augenmerk auf zwei **dringende aktuelle Probleme des Energiesektors**:

- **Aussichten für die Öl- und Gasproduktion:** Wie viel Öl- und Gasreserven gibt es und wie viel kann gefördert werden? Werden die Investitionen ausreichend sein? Mit **feldgenauen Analysen** der Produktionstrends von 800 der größten Ölfelder der Welt, einer Beurteilung der Chancen auf Entdeckung und Erschließung neuer **Reserven** und einer Bottom-up-Analyse der **Kosten und Investitionen** im Upstream-Bereich nimmt der **WEO 2008** die Zukunft der globalen Öl- und Gasversorgung genauer unter die Lupe.
- **Klimaszenarien für die Zeit nach 2012:** Welche Emissionsobergrenzen könnten im Rahmen der derzeitigen internationalen Verhandlungen über den Klimawandel festgelegt werden? Welche Rolle könnten **Cap-and-Trade-Systeme** (Emissionszertifikatehandel) und **Sektoransätze** auf dem Weg zu einer CO₂-armen Energiezukunft spielen? Zwei Szenarien werden untersucht: Im ersten wird eine Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre bei 550 ppm (Teile pro Million) in CO₂-Äquivalenten angestrebt, im zweiten wird das noch ehrgeizigere Niveau von 450 ppm angepeilt. Dabei werden die Auswirkungen auf Energieverbrauch, Preise, Investitionen, Luftverschmutzung und Versorgungssicherheit umfassend erörtert. Diese bahnbrechende Analyse wird es den politisch Verantwortlichen ermöglichen, die **entscheidenden Optionen** herauszufiltern, um sich auf einen neuen **Klimarahmen für die Zeit nach Kyoto** auf der Konferenz von Kopenhagen 2009 zu einigen.

Mit ausführlichen Daten, detaillierten Projektionen und eingehenden Analysen liefert der **World Energy Outlook 2008** wertvolle Erkenntnisse über die Aussichten für den globalen Energiemarkt und deren Folgen für den Klimawandel.



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

WORLD ENERGY OUTLOOK

2008

ZUSAMMENFASSUNG

German translation

© OECD/IEA, 2008

No reproduction, copy, transmission or translation of this publication may be made without written permission.

Applications should be sent to: International Energy Agency (IEA)
Head of Communication and Information Office, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

INTERNATIONALE ENERGIE-AGENTUR

Die Internationale Energie-Agentur (IEA) ist eine autonome Institution, die im November 1974 im Rahmen der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) zur Einrichtung eines internationalen Energieprogramms gegründet wurde.

Sie führt ein umfassendes Programm der Energiekooperation zwischen 28 der insgesamt 30 OECD-Mitgliedstaaten durch. Die grundlegenden Ziele der IEA sind:

- Aufrechterhaltung und Verbesserung der Systeme für die Bewältigung von Ölversorgungsstörungen;
- Förderung rationeller Maßnahmen im Energiebereich auf weltweiter Ebene durch kooperative Beziehungen zu Nichtmitgliedstaaten, zur privaten Wirtschaft und zu internationalen Organisationen;
- Unterhaltung eines ständigen Informationssystems über den internationalen Ölmarkt;
- Verbesserung der Struktur von Weltenergieangebot und -nachfrage durch Entwicklung alternativer Energieträger und eine rationellere Energieverwendung;
- Förderung internationaler Zusammenarbeit im Bereich der Energietechnologie
- Förderung der Verzahnung von Umwelt- und Energiepolitik.

Die IEA-Mitgliedstaaten sind: Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Japan, Kanada, Korea, Luxemburg, Niederlande, Neuseeland, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakische Republik, Spanien, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich, Vereinigte Staaten. Die Europäische Kommission beteiligt sich ebenfalls an den Arbeiten der IEA.

ORGANISATION FÜR WIRTSCHAFTLICHE ZUSAMMENARBEIT UND ENTWICKLUNG

Die OECD ist ein in seiner Art einzigartiges Forum, in dem die Regierungen von 30 demokratischen Staaten gemeinsam daran arbeiten, den globalisierungsbedingten Herausforderungen im Wirtschafts-, Sozial- und Umweltbereich zu begegnen. Die OECD steht auch in vorderster Linie bei den Bemühungen um ein besseres Verständnis der neuen Entwicklungen und der dadurch ausgelösten Befürchtungen. Sie hilft den Regierungen dabei, diesen neuen Gegebenheiten Rechnung zu tragen, indem sie Untersuchungen zu Themen wie Corporate Governance, Informationswirtschaft oder Probleme der Bevölkerungsalterung durchführt. Die Organisation bietet den Regierungen einen Rahmen, der es ihnen ermöglicht, ihre Politikerfahrungen auszutauschen, nach Lösungsansätzen für gemeinsame Probleme zu suchen, empfehlenswerte Praktiken aufzuzeigen und auf eine Koordinierung nationaler und internationaler Politiken hinzuwirken.

Die OECD-Mitgliedstaaten sind: Australien, Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Japan, Kanada, Korea, Luxemburg, Mexiko, Neuseeland, die Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, die Slowakische Republik, Spanien, die Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, das Vereinigte Königreich und die Vereinigten Staaten. Die Europäische Kommission nimmt an den Arbeiten der OECD teil.

© OECD/IEA, 2008

International Energy Agency (IEA)
Head of Communication and Information Office,
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

Diese Publikation unterliegt bestimmten Beschränkungen in Bezug auf ihre Nutzung und Verbreitung. Die entsprechenden Bedingungen und Regelungen sind online verfügbar unter <http://www.iea.org/Textbase/about/copyright.asp>

Das Weltenergiesystem steht an einem Scheideweg. Die derzeitigen weltweiten Trends von Energieversorgung und -verbrauch sind eindeutig nicht zukunftsfähig, in ökologischer ebenso wie wirtschaftlicher oder sozialer Hinsicht. Das kann jedoch – und muss auch – geändert werden. *Noch ist Zeit für einen Kurswechsel.* Es ist keine Übertreibung zu behaupten, dass das zukünftige Wohlergehen der Menschheit davon abhängt, wie gut es uns gelingt, die zwei zentralen Energieherausforderungen zu bewältigen, vor denen wir heute stehen: Sicherung einer verlässlichen und erschwinglichen Energieversorgung und rasche Umstellung auf ein CO₂-armes, leistungsfähiges und umweltschonendes Energieversorgungssystem. Dazu bedarf es nichts Geringerem als einer Energierevolution. Der vorliegende *World Energy Outlook* zeigt, wie dies durch entschlossene politische Aktionen erreicht werden kann und zu welchen Kosten. Er beschreibt auch, mit welchen Folgen im Fall eines Scheiterns dieser Bemühungen zu rechnen ist.

Mineralöl ist die wichtigste Energiequelle der Welt und wird dies noch viele Jahre bleiben, selbst unter den optimistischsten Annahmen in Bezug auf das Tempo der Entwicklung und Einführung alternativer Technologien. Mit welchen Ölquellen der steigende Bedarf gedeckt werden soll, wie viel die Förderung dieses Öls kosten wird und wie viel die Verbraucher dafür zu zahlen haben werden, ist jedoch äußerst ungewiss, möglicherweise ungewisser denn je. Der in den letzten Jahren verzeichnete steile Preisanstieg, der in der Preisspitze des Jahres 2008 gipfelte, hat zusammen mit der wesentlich höheren Preisvolatilität deutlich gemacht, wie empfindlich die Preise auf kurzfristige Marktungleichgewichte reagieren. Zudem hat er der Öffentlichkeit wieder ins Bewusstsein gerufen, dass Mineralöl – ebenso wie Erdgas – endliche Ressourcen sind. Tatsächlich besteht das unmittelbare Risiko nicht darin, dass die weltweiten Reserven ausgehen, sondern dass die Investitionen dort, wo sie nötig sind, nicht getätigt werden. Die Investitionen im Upstream-Bereich haben in nominaler Rechnung zwar rasch expandiert, diese Ausweitung erklärt sich jedoch zu einem großen Teil aus stark erhöhten Preisen sowie der Notwendigkeit, steigenden Förderrückgangsraten entgegenzuwirken, insbesondere in Erzeugergebieten mit höherer Kostenstruktur außerhalb der OPEC. Der Großteil des Kapitals wird heute in die Exploration und Erschließung kostenintensiver Ölvorkommen investiert, was u.a. auf den beschränkten Zugang der großen Ölunternehmen auf Lagerstätten mit der günstigsten Kostenstruktur zurückzuführen ist. Die Expansion der Ölförderung in den Ländern, in denen sie am kostengünstigsten ist, wird von entscheidender Bedeutung sein, um den Weltölbedarf angesichts schwindender Vorräte in den meisten Teilen der Welt und allerorten immer stärker zurückgehender Förderraten zu akzeptablen Preisen decken zu können.

Um eine katastrophale, irreversible Schädigung des Weltklimasystems zu verhindern, bedarf es einer massiven Rückführung des CO₂-Ausstoßes der weltweiten Energieversorgungsquellen. Sollten sich die gegenwärtigen Trends fortsetzen, werden die energiebedingten Kohlendioxid- und sonstigen Treibhausgasemissionen unaufhaltsam weiter zunehmen, was langfristig zu einer Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur um bis zu 6°C führen dürfte. Um diese Trends umzukehren, müssen

dringend zwingende Aktionen ergriffen werden. Die 15. Konferenz der Vertragsparteien des Kyoto-Protokolls, die im November 2009 in Kopenhagen stattfinden wird, bietet eine unbedingt zu nutzende Chance zur Aushandlung eines neuen globalen Politikrahmens für den Klimaschutz in der Zeit nach 2012 (dem letzten Jahr der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls). Auf dieser Konferenz wird ein Rahmen für eine langfristige Zusammenarbeit festgelegt werden müssen, um die Welt auf einen klar definierten Politikpfad hin zu einem eindeutigen, quantifizierten globalen Ziel für die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre zu lenken. Dabei gilt es auch sicherzustellen, dass ein breiter Kreis von Ländern teilnimmt und solide Politikmechanismen zur Verwirklichung des vereinbarten Ziels eingerichtet werden. Dem Energiesektor kommt bei der Eindämmung der Emissionen eine zentrale Rolle zu, und zwar durch umfassende Energieeffizienzsteigerungen und eine rasche Umstellung auf erneuerbare Energien. Dazu gehören auch Technologien zur Senkung des CO₂-Ausstoßes, wie CO₂-Abtrennung und -Speicherung (*carbon capture and storage – CCS*).

Zur Sicherung der Energieversorgung ebenso wie zur Beschleunigung der Umstellung auf ein CO₂-armes Energiesystem sind radikale Aktionen seitens der Regierungen vonnöten, auf nationaler wie auch lokaler Ebene und durch Mitwirkung an koordinierten internationalen Mechanismen. Private Haushalte, Unternehmen und Autofahrer werden ihr Energieverhaltensverhalten ändern müssen, während die Energieversorger in die Entwicklung und Kommerzialisierung von CO₂-armen Technologien investieren müssen. Damit dies geschehen kann, müssen die Regierungen geeignete finanzielle Anreize und Regulierungsrahmen schaffen, die gleichzeitig Zielen der Versorgungssicherheit und der Klimapolitik dienen. Mit der Beseitigung der Subventionen für den Energieverbrauch, die sich 2007 in den zwanzig größten Nicht-OECD-Ländern auf schwindelerregende 310 Mrd. \$ beliefen, könnte ein großer Beitrag zur Eindämmung des Verbrauchs- und Emissionswachstums geleistet werden. Hohe Energiepreise auf den Weltmärkten, die verbrauchsbremsend wirken und den Einsatz energieeffizienterer Technologien auf der Verbraucherseite fördern, haben dieselbe Wirkung, gehen allerdings auf Kosten des Wirtschaftswachstums und des Lebensstandards in den Verbraucherländern – unabhängig davon, ob diese reich oder arm sind. Zudem sind einige Alternativen zu konventionellem Mineralöl, die angesichts der hohen Ölpreise ins Auge gefasst werden, sogar mit einem noch höheren CO₂-Ausstoß verbunden. Viele Länder haben Fortschritte bei der Entwicklung nationaler Antworten auf diese Probleme erzielt, doch muss noch wesentlich mehr getan werden. Ein neues internationales Klimaabkommen ist nur ein erster, unerlässlicher Schritt auf dem Weg zu einem nachhaltigeren Energiesystem; eine wirkungsvolle Umsetzung ist dabei nicht minder wichtig. Durch Verzögerungen beim Abschluss oder bei der Umsetzung eines solchen Abkommens erhöhen sich letztlich die Kosten der Verwirklichung eines globalen Klimaziels, ganz gleich, auf welcher Höhe es angesetzt wird.

„More of the same“: Eine Vision der Energiezukunft bei ungebremstem Einsatz fossiler Energieträger

In unserem Referenzszenario steigt der weltweite Primärenergieverbrauch im Zeitraum 2006-2030 um durchschnittlich 1,6% pro Jahr von 11 730 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE) auf knapp über 17 010 Mio. t RÖE – eine Zunahme um 45%. In

diesem Szenario wird zur Darstellung des Kurses, auf dem wir uns befinden, der Effekt der staatlichen Maßnahmen und Politiken ermittelt, die bis Mitte 2008 verabschiedet wurden. Dabei wird aber unterstellt, dass keine neuen Maßnahmen ergriffen werden. Daraus lässt sich ein Vergleichsmaßstab ableiten, anhand dessen quantifiziert werden kann, wie stark wir unseren Kurs ändern müssen. Der Energieverbrauch steigt langsamer als in den Projektionen des WEO 2007, hauptsächlich auf Grund der höheren Energiepreise und des schwächeren Wirtschaftswachstums vor allem in OECD-Ländern. Fossile Energieträger machen in diesem Szenario in 2030 80% des weltweiten Primärenergiemix aus, etwas weniger als heute. Mineralöl bleibt die wichtigste Energiequelle, auch wenn der Kohleverbrauch in absoluten Zahlen stärker steigt als der Verbrauch aller anderen Energieträger. Der auf Städte entfallende Anteil am Weltenergieverbrauch – schätzungsweise 7 900 Mio. t RÖE im Jahr 2006 – erhöht sich bis 2030 von zwei Dritteln auf fast drei Viertel.

Infolge ihres fortgesetzt starken Wirtschaftswachstums werden China und Indien knapp über die Hälfte des Anstiegs des weltweiten Primärenergieverbrauchs zwischen 2006 und 2030 auf sich vereinen. Die Länder in Nahost festigen ihre Position als wichtige Nachfragezentren und tragen weitere 11% zum Wachstum des Weltenergieverbrauchs bei. Auf die Nicht-OECD-Länder zusammengenommen entfallen 87% des Verbrauchsanstiegs. Damit erhöht sich ihr Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch von 51% auf 62%. Ihr Energieverbrauch überstieg 2005 erstmals den der OECD-Länder.

Der weltweite Primärolverbrauch (ohne Biokraftstoffe) erhöht sich zwischen 2007 und 2030 durchschnittlich um 1% pro Jahr von 85 auf 106 Mio. Barrel pro Tag (mb/d). Dennoch geht der Mineralölanteil am Weltenergieverbrauch von 34% auf 30% zurück. Im Vergleich zu den Projektionen des letztjährigen Ausblicks wurde der Ölverbrauch im Jahr 2030 um 10 mb/d nach unten revidiert, hauptsächlich auf Grund der Auswirkungen wesentlich höherer Ölpreise, eines leicht geringeren BIP-Wachstums und der im letzten Jahr eingeführten neuen staatlichen Maßnahmen. Der gesamte voraussichtliche Anstieg des Weltölverbrauchs geht von Nicht-OECD-Ländern aus (über vier Fünftel von China, Indien und dem Nahen Osten); der Ölverbrauch der OECD-Länder ist leicht rückläufig, was größtenteils auf den abnehmenden Ölverbrauch außerhalb des Verkehrssektors zurückzuführen ist. Der weltweite Erdgasverbrauch steigt rascher, um 1,8% jährlich, womit sich der Gasanteil am Gesamtenergieverbrauch geringfügig auf 22% erhöht. Der Großteil des Gasverbrauchswachstums geht vom Kraftwerkssektor aus. Die Weltnachfrage nach Kohle expandiert um durchschnittlich 2% pro Jahr, so dass ihr Anteil am Weltenergieverbrauch zwischen 2006 und 2030 von 26% auf 29% anwächst. Etwa 85% des Anstiegs des weltweiten Kohleverbrauchs sind dem Kraftwerkssektor in China und Indien zuzuschreiben. Der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch sinkt im Verlauf des Projektionszeitraums langsam von heute 6% auf 5% im Jahr 2030 (ihr Anteil an der Stromproduktion reduziert sich von 15% auf 10%). Eine Projektion, die sich aus unserer Regel erklärt, keine Änderung in der Politik der Länder zu antizipieren – auch wenn in jüngster Zeit wieder verstärkt Interesse an der Kernenergie aufgekommen ist. Die Kernenergieproduktion erhöht sich dennoch in absoluter Rechnung in allen großen Regionen mit Ausnahme der europäischen OECD-Länder.

Das stärkste Wachstum ist bei modernen erneuerbaren Energien zu verzeichnen, die Erdgas schon kurz nach 2010 als zweitwichtigste Energiequelle für die Stromerzeugung nach Kohle ablösen. Durch sinkende Kosten infolge der zunehmenden Reife der Technologien, voraussichtlich höhere Preise für fossile Energieträger und starke politische Unterstützung hat die Branche der erneuerbaren Energien eine Chance, sich von ihrer Subventionsabhängigkeit zu befreien und die neuen Technologien zum Standard zu machen. Bei Nichtberücksichtigung von Biomasse und Wasserkraft verzeichnen die erneuerbaren Energien zusammengenommen – Windkraft, Solarenergie, Geothermie sowie Gezeiten- und Wellenkraft – mit durchschnittlich 7,2% pro Jahr im Projektionszeitraum ein stärkeres Wachstum als alle anderen Energieträger weltweit. Der Großteil dieses Wachstums entfällt auf die Stromwirtschaft. Der Anteil der erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft an der Gesamtstromerzeugung erhöht sich von 1% im Jahr 2006 auf 4% im Jahr 2030. Die Wasserkrafterzeugung nimmt ebenfalls zu, ihr Anteil an der Gesamtstromerzeugung sinkt jedoch um 2 Prozentpunkte auf 14%. Im OECD-Raum übersteigt das Wachstum der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien das der Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern und der Kernenergie zusammengenommen.

Es müssen massive Investitionen in die Energieinfrastruktur getätigt werden

Im Referenzszenario sind für den Zeitraum 2007-2030 Gesamtinvestitionen in Höhe von über 26 Bill. \$ (in Dollarwerten von 2007) erforderlich, über 4 Bill. \$ mehr als in den Projektionen des WEO 2007 angegeben. Auf den Kraftwerkssektor entfallen davon 13,6 Bill. \$, 52% der Gesamtsumme. Der Großteil des übrigen Betrags geht in die Öl- und Gaswirtschaft, hauptsächlich für Exploration und Lagerstättenerschließung, zumeist in Nicht-OECD-Ländern. Die Kapitalstückkosten, insbesondere in der Öl- und Gasindustrie, haben ihren steilen Anstieg im letzten Jahr fortgesetzt, weshalb unsere Kostenprojektion für den Betrachtungszeitraum nach oben revidiert werden musste. Durch diese Zunahme wird der Effekt der langsamer als erwartet ausfallenden Expansion des Weltenergiesystems mehr als aufgewogen. Die derzeitige Finanzkrise dürfte sich nicht auf die langfristigen Investitionen auswirken, könnte aber zu Verzögerungen bei der Ausführung der laufenden Projekte führen, vor allem im Kraftwerkssektor. Knapp über die Hälfte der projizierten weltweiten Energieinvestitionen im Zeitraum 2007-2030 ist allein für die Wahrung der gegenwärtigen Höhe der Angebotskapazitäten notwendig: Ein Großteil der weltweiten Mineralöl-, Gas-, Kohle- und Stromversorgungsinfrastruktur wird bis 2030 erneuert werden müssen. Um ein ausreichendes Maß an Sicherheit bezüglich des Umfelds für künftige Investitionen in die Energieversorgungsinfrastruktur zu gewährleisten, ist es dringend notwendig, zu einem Abschluss der Verhandlungen über eine internationale Vereinbarung zur Bekämpfung des Klimawandels zu gelangen und deren Auswirkungen auf die nationalen Politiken rasch zu evaluieren.

Diese Projektionen beruhen auf der Annahme eines durchschnittlichen Rohölimportpreises in den IEA Ländern von 100 \$ pro Barrel (in realen Dollarwerten von 2007) im Zeitraum 2008-2015, der bis 2030 auf über 120 \$ anziehen wird. Damit wurde die Projektion des letztjährigen Ausblicks deutlich nach oben revidiert, worin sich die höheren Preise von Kontrakten für sofortige Lieferungen sowie von Terminkontrakten und eine Neubeurteilung der weiteren Entwicklung der Kosten der

Ölversorgung und des Verbrauchs widerspiegeln. In nominaler Rechnung verdoppeln sich die Preise bis 2030 auf knapp über 200 \$ pro Barrel. Ausgeprägte kurzfristige Preisausschläge dürften jedoch weiterhin die Regel bleiben, und vorübergehende Preisspitzen ebenso wie drastische Preisrückgänge können nicht ausgeschlossen werden. Es ist davon auszugehen, dass die Preise, besonders in den kommenden ein bis zwei Jahren, sehr sprunghaft bleiben. Eine Verschärfung der momentanen Finanzkrise würde höchstwahrscheinlich die wirtschaftliche Aktivität und daher die Ölnachfrage verringern, was die Preise nach unten drücken würde. Für die Zeit nach 2015 nehmen wir an, dass von steigenden Grenzkosten der Ölversorgung bis zum Ende des Projektionszeitraums Preisaufriebstendenzen ausgehen werden.

In Kombination mit unseren Projektionen für den Ölverbrauch lassen diese Annahmen auf ein dauerhaft hohes Niveau der Verbraucherausgaben für Mineralöl in OECD- ebenso wie Nicht-OECD-Ländern schließen. Ihr prozentualer Anteil am weltweiten BIP zu Marktwechsellkursen ist von 1% im Jahr 1998 auf rund 4% im Jahr 2007 angestiegen, was starke negative Auswirkungen auf die Volkswirtschaften der Verbraucherländer hatte. Dieser Anteil dürfte sich während eines Großteils des Projektionszeitraums bei über 5% stabilisieren. In den Nicht-OECD-Ländern wird er voraussichtlich bei durchschnittlich 6-7% liegen. Das einzige Mal, das weltweit ein so großer Einkommensanteil für Mineralöl ausgaben aufgewendet werden musste, war Anfang der 1980er Jahre, als er bei über 6% lag. Andererseits werden die Öl- und Gasexporteinnahmen der OPEC-Länder zwischen 2006 und 2030 von unter 700 Mrd. \$ auf über 2 Bill. \$ anschwellen, womit sich ihr Anteil am weltweiten BIP von 1,2% auf 2% erhöhen wird.

Der Großteil des zusätzlichen Öl- und Gasangebots wird von den OPEC-Ländern gestellt werden – vorausgesetzt, sie investieren genug

Das Weltölangebot wird laut den Projektionen des Referenzszenarios zwischen 2007 und 2030 von 84 mb/d auf 106 mb/d anwachsen. Bereinigt um die Verarbeitungsgewinne in der Raffineriewirtschaft steigt die weltweite Ölproduktion auf 104 mb/d. Obwohl die globale Ölförderspitze voraussichtlich nicht vor 2030 erreicht werden wird, dürfte die konventionelle Ölproduktion – Rohöl, Erdgasnebenprodukte (NGL) und Ölgewinnung durch intensivierete Methoden (EOR) – gegen Ende des Projektionszeitraums stagnieren. Die konventionelle Rohölförderung allein wird im Zeitraum 2007-2030 nur geringfügig zunehmen – um 5 mb/d –, da fast die gesamte zusätzliche Kapazität, die durch die Erschließung neuer Ölfelder geschaffen wird, durch den Förderrückgang der existierenden Ölfelder ausgeglichen wird. Der Großteil der Nettozunahme der Gesamtölförderung entfällt auf Erdgasnebenprodukte (auf Grund der relativ raschen Expansion der Gasförderung) sowie auf nichtkonventionelle Ressourcen und Technologien, darunter die kanadischen Ölsande.

Der Großteil der Expansion der Weltölproduktion wird von den OPEC-Ländern ausgehen, deren Gesamtanteil sich zwischen 2007 und 2030 von 44% auf 51% erhöhen wird. Die Reserven der OPEC-Länder sind im Prinzip groß genug (und ihre Erschließungskosten niedrig genug), um eine stärkere Produktionssteigerung als hier unterstellt zu ermöglichen. Die Investitionen werden in diesen Ländern jedoch durch

mehrere Faktoren, wie eine konservative Förderpolitik und geopolitische Aspekte, begrenzt werden. Saudi-Arabien bleibt während des gesamten Projektionszeitraums der weltgrößte Ölproduzent, seine Produktion wird sich zwischen 2007 und 2030 von 10,2 mb/d auf 15,6 mb/d erhöhen. Die konventionelle Ölförderung der Nicht-OPEC-Länder hat bereits ein Plateau erreicht und wird den Projektionen zufolge gegen Mitte des kommenden Jahrzehnts zu schrumpfen beginnen, und dieser Rückgang wird sich bis zum Ende des Projektionszeitraums beschleunigen. In den meisten Nicht-OPEC-Ländern ist die Förderspitze bereits erreicht, und in den meisten anderen Ländern wird sie vor 2030 erreicht werden. Die rückläufige Produktion von Rohöl und Erdgasnebenprodukten wird größtenteils durch die steigende nichtkonventionelle Förderung ausgeglichen werden, so dass die Gesamtfördermenge der Nicht-OPEC-Länder in der zweiten Hälfte des Projektionszeitraums weitgehend stabil bleiben wird. Bei Berichtigung um den natürlichen Förderrückgang der existierenden Ölfelder werden die konventionellen Kapazitäten auf kurze Sicht steigen, rückläufige Neuentdeckungen und eine Abnahme des Umfangs der neuen Ölfelder werden jedoch voraussichtlich zu einem Anstieg der Grenzkosten der Lagerstättenerschließung führen, der in einem Fördermengenrückgang resultieren dürfte.

Voraussetzung für den projizierten Anstieg der weltweiten Ölfördermengen sind ausreichende und rechtzeitige Investitionen. Etwa 64 mb/d zusätzlicher Bruttokapazitäten – das entspricht fast einem Sechsfachen der gegenwärtigen Kapazitäten Saudi-Arabiens – müssen zwischen 2007 und 2030 in Betrieb genommen werden. Bis 2015 sind rund 30 mb/d neue Kapazitäten notwendig. Es besteht ein reales Risiko, dass es infolge unzureichender Investitionen innerhalb dieses Zeithorizonts zu einem Angebotsengpass kommen wird. Die derzeitige Welle von Investitionen im Upstream-Bereich dürfte in den nächsten zwei bis drei Jahren zu einer Expansion der Netto-Ölförderkapazitäten führen, womit sich die Kapazitätsreserven in bescheidenem Umfang erhöhen werden. Die mit den derzeitigen Projekten gegebene Kapazitätsausweitung wird nach 2010 allerdings nachlassen. Dies erklärt sich zu einem großen Teil aus dem Entwicklungszyklus im Upstream-Bereich: Zwar werden in der kommenden Zeit zweifellos zahlreiche neue Projekte genehmigt werden, wenn die Ölonternehmen die gegenwärtigen Projekte abschließen und neue in Angriff nehmen. Die derzeit zu erkennende Lücke zwischen den aktuell in Bau befindlichen Kapazitäten und dem, was zur Deckung der steigenden Nachfrage notwendig ist, dürfte sich nach 2010 jedoch drastisch ausweiten. Bis 2015 müssen, über die derzeit geplanten Vorhaben hinaus, rund 7 mb/d zusätzliche Kapazitäten in Betrieb genommen werden, deren Erschließung größtenteils innerhalb der nächsten zwei Jahre genehmigt werden muss, um einen Rückgang der Kapazitätsreserven gegen Mitte des kommenden Jahrzehnts zu vermeiden.

Die Erdgasförderung dürfte sich ebenfalls stärker auf die rohstoffreichsten Regionen konzentrieren. Etwa 46% des voraussichtlichen Wachstums der weltweiten Erdgasförderung im Zeitraum 2006-2030 wird vom Nahen Osten ausgehen, dessen Produktion sich bis 2030 auf rund 1 Bill. m³ verdreifachen wird. Etwa 60% der Produktionsausweitung der Region werden vor Ort verbraucht werden, hauptsächlich in Kraftwerken. Der Rest des Anstiegs der Weltfördermengen wird größtenteils aus Afrika und Russland kommen. Sollten die Investitionen in diesen Regionen nachlassen, könnte das geringere Erdgasangebot zu einem stärkeren Einsatz von Kohle und damit zu höheren CO₂-Emissionen führen.

Der Welt gehen Öl und Gas bislang noch nicht aus

Die gesamten weltweiten Ölvorräte sind umfangreich genug, um den im Referenzszenario projizierten Fördermengenanstieg bis über 2030 hinaus zu ermöglichen. Die verbleibenden nachgewiesenen Reserven an Mineralöl und Erdgasnebenprodukten belaufen sich Schätzungen zufolge auf rund 1,2-1,3 Bill. Barrel (einschließlich etwa 0,2 Bill. Barrel nichtkonventionellen Öls). Ihr Umfang hat sich seit 1980 fast verdoppelt. Dies ist ausreichend, um die Welt bei den derzeitigen Verbrauchsraten noch über 40 Jahre mit Öl zu versorgen. Obwohl der Großteil der Erhöhung der Reserven auf Neubewertungen ihres Umfangs zurückzuführen ist, die in den 1980er Jahren in den OPEC-Ländern vorgenommen wurden, und nicht auf die Entdeckung neuer Lagerstätten, wurden seit 1990 trotz des steigenden Verbrauchs weiter bescheidene Reservenzuwächse verzeichnet. Dank verstärkter Explorationsaktivitäten und verbesserter Technologien ist der Umfang der pro Jahr entdeckten neuen Ölvorräte seit 2000 höher als noch in den 1990er Jahren, wenn auch weiterhin mehr Öl gefördert als entdeckt wird (trotz einiger größerer Entdeckungen, wie die der Tiefseevorkommen vor der Küste Brasiliens).

Die maximal förderbaren konventionellen Ölressourcen (*ultimately recoverable resources* – URR), d.h. die nachgewiesenen und die wahrscheinlichen Reserven in bereits entdeckten Ölfeldern, das Reservenwachstum sowie die noch zu entdeckenden Reserven, belaufen sich Schätzungen zufolge auf insgesamt 3,5 Bill. Barrel. Nur ein Drittel dieser Gesamtmenge, d.h. 1,1 Bill. Barrel, wurde bislang gefördert. Bei etwa einem Drittel der *verbleibenden* förderbaren Ressourcen handelt es sich um noch zu entdeckende Reserven, von denen die größten Volumen im Nahen Osten, in Russland und in der kaspischen Region vermutet werden. Die nichtkonventionellen Ölressourcen, die bisher kaum erschlossen wurden, sind ebenfalls sehr umfangreich. Für 1-2 Bill. Barrel aus Ölsanden und Schwerstöl könnte eine wirtschaftlich rentable Förderung letzten Endes möglich sein. Diese Ressourcen konzentrieren sich größtenteils auf Kanada (hauptsächlich die Provinz Alberta) sowie Venezuela (Orinoco-Gürtel). Die auf lange Sicht potenziell förderbaren Ölressourcen, einschließlich Schwerstöl, Ölsande und Ölschiefer (eine weitere weitgehend unerschlossene, aber kostspielige Ressource), werden auf insgesamt rund 6,5 Bill. Barrel geschätzt. Bei Hinzurechnung verflüssigter Erdgas- und Kohleprodukte erhöhen sich die potenziellen Ressourcen auf rund 9 Bill. Barrel.

Weltweit sind umfangreiche Erdgasressourcen vorhanden, doch wie beim Öl sind sie stark auf eine kleine Gruppe von Ländern und Feldern konzentriert. Die verbleibenden nachgewiesenen Gasreserven belaufen sich auf 180 Bill. m³, was bei den derzeitigen Förderquoten für rund 60 Jahre ausreicht. Über 56% der globalen Reserven konzentrieren sich auf drei Länder – Russland, Iran und Katar –, und fast die Hälfte auf nur 25 Gasfelder weltweit. Etwa die Hälfte befindet sich zudem im Besitz der OPEC-Länder. Der Umfang der verbleibenden Reserven hat sich seit 1980 mehr als verdoppelt, wobei die stärkste Zunahme im Nahen Osten zu verzeichnen war. Obwohl der Umfang der neu entdeckten Gasvorräte in den letzten Jahrzehnten wie beim Öl stetig abgenommen hat, wird weiterhin mehr entdeckt als gefördert. Die verbleibenden maximal förderbaren konventionellen Erdgasreserven, d.h. die verbleibenden nachgewiesenen Reserven, das Reservenwachstum und die noch zu entdeckenden Reserven, könnten sich auf weit

über 400 Bill. m³ belaufen. Die kumulative Produktion bis 2007 beträgt weniger als ein Sechstel der ursprünglichen Gesamtreserven. Die nichtkonventionellen Gasressourcen – einschließlich Kohleflözmethan, Gassande und Gasschiefer – sind wesentlich größer. Sie könnten sich auf über 900 Bill. m³ belaufen, wovon 25% auf die Vereinigten Staaten und Kanada zusammen entfallen.

Der Rückgang der Fördermengen je Ölfeld beschleunigt sich jedoch...

Auf globaler Ebene mögen zwar noch reichlich Ölvorräte vorhanden sein, es gibt jedoch keine Garantie dafür, dass sie rasch genug erschlossen werden, um das in unserem Referenzszenario projizierte Verbrauchsniveau zu decken. Ein großer Unsicherheitsfaktor ist die Rate des Förderrückgangs bei Ölfeldern, die bereits länger ausgebeutet werden. Dabei handelt es sich um einen entscheidenden Bestimmungsfaktor des Umfangs der neuen Kapazitäten und Investitionen, die weltweit zur Deckung der projizierten Nachfrage erforderlich sind. Die Ergebnisse einer detaillierten feldgenauen Analyse der vergangenen Produktionstrends von 800 Ölfeldern in Teil B des diesjährigen *World Energy Outlook* deutet darauf hin, dass sich die beobachteten Raten des Förderrückgangs (bezogen auf den beobachtbaren Produktionsrückgang) in allen großen Weltregionen auf lange Sicht erheblich beschleunigen werden. Dies erklärt sich aus einer Abnahme der durchschnittlichen Größe der Felder sowie, in manchen Regionen, einer Zunahme des Produktionsanteils, der auf Offshore-Vorkommen entfallen dürfte. Unsere Analyse zeigt, dass der Peak im Verhältnis zu den Reserven im Allgemeinen umso niedriger und der Förderrückgang nach Erreichen des Peaks umso langsamer ist, je größer die Reserven des fraglichen Ölfelds sind. Die Raten des Förderrückgangs sind zudem für Onshore-Vorkommen geringer als für Offshore- und vor allem für Tiefseevorkommen. Die Investitions- und Förderpolitik hat ebenfalls Auswirkungen auf die Förderrückgangsraten.

Unseren Schätzungen zufolge beträgt die durchschnittliche, produktionsgewichtete beobachtete Rate des Förderrückgangs von Feldern, die ihre Förderspitze überschritten haben, weltweit derzeit 6,7%. In unserem Referenzszenario erhöht sich diese Rate bis 2030 auf 8,6%. Der aktuelle Wert ist das Resultat unserer Analyse von 800 Ölfeldern, darunter sämtliche 54 derzeit ausgebeuteten Super-Giants (als solche gelten Felder mit mehr als 5 Mrd. Barrel). Für diese Stichprobe wurde eine durchschnittliche, mit der Produktion der Felder über ihre ganze Lebensdauer gewichtete, beobachtete Förderrückgangsrate nach Überschreiten des Peaks von 5,1% ermittelt. Die Raten des Förderrückgangs sind für die größten Felder am niedrigsten: Für Super-Giants betragen sie durchschnittlich 3,4%, für Giants 6,5% und für Großfelder 10,4%. Die beobachteten Förderrückgangsraten schwanken stark je nach Region, am niedrigsten sind sie im Nahen Osten und am höchsten in der Nordsee. Dies ist zu einem erheblichen Teil auf Unterschiede bei der durchschnittlichen Größe der Felder zurückzuführen, die wiederum damit zusammenhängen, inwieweit die Gesamtreserven bereits erschöpft sind und ob sie sich auf dem Land oder im Meer befinden. Die höhere geschätzte weltweite Rate des Förderrückgangs im Vergleich zu der Rate, die auf der Grundlage unseres Datensatzes ermittelt wurde, erklärt sich aus der Berichtigung um die höheren Rückgangsraten kleinerer Felder.

Die *natürlichen* bzw. tendenziellen Raten des Förderrückgangs sind im Durchschnitt etwa ein Drittel höher als die beobachteten Raten, wobei die Differenz infolge eines unterschiedlichen Investitionsaufkommens allerding je nach Region variiert. (Zur Ermittlung der natürlichen Rate wird der Effekt der laufenden und punktuellen Investitionen abgezogen). Auf globaler Ebene wird diese Rate für Felder, die ihre Förderspitze überschritten haben, auf 9% geschätzt. Anders ausgedrückt wäre der Förderrückgang der existierenden Felder etwa ein Drittel höher ausgefallen, wenn nach Überschreiten des Peaks keine Investitionen in diese Felder getätigt worden wären. In den Projektionen unseres Referenzszenarios erhöht sich die weltweite natürliche Rate des Förderrückgangs bis 2030 im Durchschnitt auf rund 10,5% pro Jahr (um fast 2 Prozentpunkte mehr als die beobachtete Rate), da in allen Regionen eine Abnahme der durchschnittlichen Größe der Ölfelder zu verzeichnen ist und sich die Produktion im Verlauf des Projektionszeitraums in den meisten Regionen stärker auf Offshore-Vorkommen verlagern wird. Dies bedeutet, dass die Gesamtinvestitionen in die vorgelagerten Kapazitäten in einigen Ländern erhöht werden müssen, teilweise sogar erheblich, um die steigende Förderrückgangsrate auszugleichen. Dies hat weitreichende Folgen: Gegen Ende des Projektionszeitraums werden allein Investitionen in *zusätzliche* Kapazitäten im Umfang von 1 mb/d pro Jahr erforderlich sein, um die voraussichtliche Beschleunigung der natürlichen Rate des Förderrückgangs zu kompensieren. Dies entspricht der gesamten heutigen Kapazität Algeriens.

... und Hindernisse für Investitionen im Upstream-Bereich könnten das globale Ölangebot einschränken

Höhere natürliche Raten des Förderrückgangs bedeuten, dass mehr Investitionen in die vorgelagerten Kapazitäten getätigt werden müssen, sowohl in die existierenden Felder (um dem natürlichen Förderrückgang entgegenzuwirken) als auch in neue Felder (als Ausgleich für die Abnahme der Produktion der bestehenden Felder und zur Deckung des steigenden Verbrauchs). Die Gesamtinvestitionen im Upstream-Bereich (Öl- und Gasfelder) haben in den letzten Jahren in der Tat rasch zugenommen und sich in nominaler Rechnung zwischen 2000 und 2007 mehr als verdreifacht, auf 390 Mrd. \$. Der Großteil dieser Investitionserhöhung war zur Deckung der gestiegenen Kapitalstückkosten erforderlich: Berichtigt um die Kosteninflation waren die Investitionsaufwendungen 2007 um 70% höher als im Jahr 2000. Laut dem IEA-Index der Upstream Capital Costs sind die Kosten im vorgelagerten Bereich zwischen 2000 und 2007 weltweit um durchschnittlich 90% gestiegen, und im ersten Halbjahr 2008 haben sie sich nochmals um 5% erhöht. Der Großteil dieses Anstiegs entfiel auf den Zeitraum 2004-2007. Aus den Investitionsvorhaben von 50 der weltgrößten Öl- und Gasunternehmen, die für diesen Ausblick befragt wurden (und auf die über drei Viertel der weltweiten Öl- und Gasproduktion entfallen), kann geschlossen werden, dass die globalen Investitionen in die vorgelagerten Öl- und Gaskapazitäten bis 2012 in nominaler Rechnung weiter auf knapp über 600 Mrd. \$ anwachsen werden, was einer Zunahme um über die Hälfte im Vergleich zu 2007 entspricht. Sollten sich die Kosten erwartungsgemäß stabilisieren, werden die realen Ausgaben in den fünf Jahren bis 2012 um 9% jährlich expandieren, d.h. etwa dieselbe Rate wie in den vorangegangenen sieben Jahren.

Laut den Projektionen des Referenzszenarios müssen im Zeitraum 2007-2030 Investitionen in die vorgelagerten Öl- und Gaskapazitäten in Höhe von insgesamt rund 8,4 Bill. \$ bzw. durchschnittlich 350 Mrd. \$ jährlich getätigt werden (in Dollarwerten von 2007). Dies ist deutlich weniger als die derzeitigen Aufwendungen. Zurückzuführen ist dies auf eine starke Verschiebung bei den Regionen, in denen die Investitionen notwendig sind. Wesentlich mehr Kapital muss in die rohstoffreichsten Regionen fließen, insbesondere in den Nahen Osten, wo die Kapitalstückkosten am niedrigsten sind. Kurzgesagt werden sich die Investitionsmöglichkeiten der internationalen Unternehmen in Nicht-OPEC-Ländern infolge des Schwunds der Ressourcenbasis verringern, womit die Länder mit den weltgrößten verbleibenden Öl- und Gasreserven letztlich einen größeren Teil der Investitionsbelastung zu tragen haben werden, sei es direkt über nationale Unternehmen oder indirekt in Partnerschaften mit ausländischen Investoren. Es kann nicht als gegeben angenommen werden, dass diese Länder bereit sein werden, diese Investitionen selbst zu tätigen oder genügend ausländisches Kapital anzuwerben, um das erforderliche Tempo der Investitionen aufrechtzuhalten.

Stärkere Partnerschaften zwischen den Ölunternehmen könnten von beiderseitigem Vorteil sein

Im Upstream-Bereich der Öl- und Gasindustrie vollziehen sich erhebliche strukturelle Veränderungen, wobei die großen nationalen Unternehmen eine zunehmend dominierende Rolle spielen. Im Referenzszenario entfallen auf sie rund 80% des gesamten Fördermengenwachses der Öl- und Gasindustrie zwischen 2007 und 2030. In der Mehrzahl der Länder mit den größten Öl- und Gasreserven haben nationale Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung im Upstream-Bereich und es ist ausländischen Unternehmen nicht oder nur unter strengen Auflagen gestattet, Öl- oder Gasvorkommen zu besitzen und zu erschließen. Gestiegene Ölpreise und die sich in politischen Führungskreisen zunehmend durchsetzende Überzeugung, dass nationale Unternehmen den Interessen des eigenen Landes besser dienen als ausländische und private Unternehmen, haben das Selbstvertrauen der nationalen Unternehmen gestärkt und ihren Ehrgeiz geweckt, so dass es einige von ihnen inzwischen im Hinblick auf technische Kapazität und Leistungsfähigkeit mit den internationalen Unternehmen aufnehmen können. Die internationalen Ölunternehmen, die traditionell eine marktbeherrschende Stellung in der globalen Öl- und Gasindustrie innehatten, geraten durch die wachsende Macht der nationalen Unternehmen und die schwindenden Reserven und Fördermengen der zugänglichen reifen Lagerstätten außerhalb der OPEC-Länder zunehmend unter Druck. Die Super-Majors kostete es große Anstrengungen, ihren Bestand an nachgewiesenen Reserven zu erneuern und die Produktion auszuweiten, während zugleich ein größerer Teil ihrer Kassengewinne an die Aktionäre ausgeschüttet wurde.

Die strukturelle Entwicklung der weltweiten Öl- und Gasindustrie in den kommenden Jahrzehnten wird wichtige Auswirkungen auf Investitionen, Produktionskapazität und Preise haben. Angesichts der wachsenden Marktdominanz der nationalen Unternehmen könnte es ungewisser werden, ob die in diesem Ausblick projizierten Investitionen tatsächlich getätigt werden. Die langfristige Politik einiger

rohstoffreicher Länder, die auf die Verwirklichung nationaler Ziele ausgerichtet ist, könnte zur Folge haben, dass diese Länder ihre Öl- und Gasvorkommen langsamer abbauen werden. Während sich manche nationale Unternehmen wie Saudi Aramco in den meisten Bereichen als sehr leistungsstark erweisen, könnten sich andere in einer weniger guten Position befinden, um die finanzierungsbezogenen, technischen und organisatorischen Herausforderungen zu bewältigen, die mit der Inbetriebnahme neuer Upstream-Kapazitäten verbunden sind. Durch Partnerschaften zwischen nationalen und internationalen Unternehmen könnten diese Herausforderungen besser bewältigt werden. Die sich daraus für beide Seiten ergebenden Vorteile sind überzeugend: Die nationalen Unternehmen haben die Kontrolle über den Großteil der noch verbleibenden Reserven, einigen von ihnen fehlt es jedoch an den nötigen Technologien und qualifizierten Kräften, um mehr zu tun, als nur das bestehende Produktionskapital aufrechtzuerhalten; den internationalen Unternehmen mangelt es an Investitionsmöglichkeiten, sie verfügen jedoch über die nötigen Managementkapazitäten und Technologien, um den nationalen Unternehmen bei der Erschließung ihrer Reserven zu helfen.

Ölreiche afrikanische Länder haben keine Entschuldigung für die Energiearmut ihrer Bürger

Zahlreiche Länder in Subsahara-Afrika verfügen über große Öl- und Gasvorkommen, die die Grundlage für die voraussichtlich starke Expansion ihrer Fördermengen und Exporte in den kommenden rund zwei Jahrzehnten bilden werden. Die konventionelle Ölförderung der zehn größten öl- und gasproduzierenden Länder in Subsahara-Afrika belief sich 2007 auf 5,6 mb/d, wovon 5,1 mb/d exportiert wurden. Dem Referenzszenario zufolge ist in diesen Ländern bis 2030 ein Anstieg der Produktion auf 7,4 mb/d und der Ölexporte auf 6,4 mb/d zu erwarten. Die Gasproduktion dieser Länder erhöht sich auf mehr als das Vierfache, von 36 Mrd. m³ im Jahr 2006 auf 163 Mrd. m³ im Jahr 2030, wobei der Großteil dieser Expansion für den Export bestimmt ist. Bei diesen Projektionen wird unterstellt, dass weniger Gas abgefackelt wird, ausreichende Investitionen getätigt werden und es nicht zu Versorgungsstörungen infolge von Bürgerkriegen oder bürgerkriegsähnlichen Auseinandersetzungen kommt. Die kumulierten Staatseinnahmen aus der Öl- und Gasproduktion (Konzessionsabgaben und Steuern) werden sich in diesen zehn Ländern den Projektionen zufolge im Zeitraum 2007-2030 auf insgesamt 4 Bill. \$ belaufen. Nigeria und Angola bleiben die größten Exporteure, die entsprechenden Staatseinnahmen dieser beiden Länder zusammen werden sich auf rund 3,5 Bill. \$ summieren. Steuern und Abgaben auf die Öl- und Gasförderung machen in der Mehrzahl der Länder Subsahara-Afrikas mit reichen Öl- und Gasvorkommen über 50% der Gesamtstaatseinnahmen aus.

Trotz des gewaltigen Öl- und Gasreichtums dieser zehn Länder lebt der Großteil ihrer Einwohner in Armut. Folglich können nur wenige Haushalte auf moderne Energiedienstleistungen zurückgreifen. Zwei Drittel der Haushalte haben keinen Stromanschluss, und drei Viertel haben keinen Zugang zu sauberen Brennstoffen zum Kochen und benutzen stattdessen Brennholz oder Holzkohle. Sofern keine weitreichenden staatlichen Maßnahmen zur Bewältigung dieses Problems ergriffen werden, dürfte

die Zahl der Personen ohne Stromanschluss infolge des Bevölkerungswachstums im Projektionszeitraum weiter zunehmen, und über die Hälfte der Bevölkerung der fraglichen Länder wird 2030 zum Kochen immer noch auf Brennholz und Holzkohle angewiesen sein.

Es ist diesen Ländern durchaus möglich, die Energiearmut zu bekämpfen, dazu bedarf es jedoch umfassender institutioneller Reformen. Unseren Schätzungen zufolge würden sich die erforderlichen Investitionskosten, um eine Mindestenergieversorgung dieser Haushalte zu gewährleisten (Stromanschluss und Flüssiggasherde mit Gasflaschen), im Projektionszeitraum dieses Energieausblicks auf ungefähr 18 Mrd. \$ belaufen. Dies sind nur 0,4% der Gesamtstaatseinnahmen dieser Länder aus der Öl- und Gasförderung. Durch Effizienzsteigerungen und mehr Transparenz bei der Ressourcenallokation sowie eine stärkere Rechenschaftspflicht der Regierungen bei der Verwendung öffentlicher Mittel könnte mit größerer Wahrscheinlichkeit sichergestellt werden, dass die Einnahmen aus dem Öl- und Gasgeschäft tatsächlich zur Linderung der Armut im Allgemeinen und der Energiearmut im Besonderen genutzt werden.

Die Konsequenzen der Untätigkeit der Politik angesichts des Klimawandels sind erschreckend

Bei dem im Referenzszenario projizierten Wachstum der Treibhausgasemissionen verdoppelt sich die Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre bis zum Ende des Jahrhunderts, was einen globalen durchschnittlichen Temperaturanstieg um bis zu 6 °C nach sich zieht. Die Trends des Referenzszenarios deuten auf eine kontinuierliche Zunahme der CO₂- und sonstigen Treibhausgasemissionen hin. Die weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen erhöhen sich von 28 Gt im Jahr 2006 auf 41 Gt im Jahr 2030 – ein Anstieg um 45%. Die Projektion für 2030 ist damit nur um 1 Gt niedriger als im letztjährigen Ausblick, obwohl wir von wesentlich höheren Preisen und einem etwas geringeren weltweiten BIP-Wachstum ausgehen. Die globalen Treibhausgasemissionen, einschließlich der nicht energiebedingten Emissionen an CO₂ und sämtlichen sonstigen Treibhausgasen, werden sich den Projektionen zufolge zwischen 2005 und 2030 von 44 Gt auf 60 Gt CO₂-Äquivalente erhöhen, was einer Zunahme um 35% gegenüber 2005 entspricht.

Drei Viertel des im Referenzszenario veranschlagten Anstiegs der energiebedingten CO₂-Emissionen werden China, Indien sowie dem Nahen Osten und 97% den Nicht-OECD-Ländern insgesamt zuzuschreiben sein. Durchschnittlich bleiben die CO₂-Emissionen der Nicht-OECD Länder jedoch weit unterhalb denen der OECD-Länder. Die Emissionen der OECD-Länder werden in der Zeit nach 2020 ihren Höchststand erreichen und dann abnehmen. Nur in Europa und Japan werden die Emissionen 2030 niedriger sein als heute. Der Großteil des Anstiegs der weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen wird von Städten ausgehen, deren Anteil sich zwischen 2006 und 2030 infolge der zunehmenden Urbanisierung von 71% auf 76% erhöhen wird. Stadtbewohner verbrauchen in der Regel mehr Energie als Landbewohner und verursachen daher mehr CO₂-Emissionen pro Kopf.

Der Weg für die Kopenhagen-Folgezeit darf nicht nur mit guten Vorsätzen gepflastert sein

Resolute und koordinierte Maßnahmen sind dringend notwendig, um das Wachstum der Treibhausgasemissionen und den daran geknüpften globalen Temperaturanstieg einzudämmen. Das globale klimapolitische Regelwerk für die Zeit nach 2012, das 2009 auf der Konferenz von Kopenhagen festgelegt werden soll, wird den internationalen Rahmen für diese Maßnahmen vorgeben. Da die energieabhängigen CO₂-Emissionen 61% der weltweiten Treibhausgasemissionen ausmachen, muss der Energiesektor im Zentrum der Diskussionen über das anzustrebende Niveau der Treibhausgaskonzentration und die Methoden seiner Erzielung stehen. Das für die langfristige Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration festgelegte Ziel wird darüber entscheiden, mit welchem Tempo das globale Energiesystem umgebaut werden muss und wie streng die dazu erforderlichen politischen Maßnahmen sein werden. Voraussetzung für die erfolgreiche Verwirklichung dieses Ziels ist eine effektive Umsetzung.

Bei der Entscheidung über den einzuschlagenden Weg bezüglich globaler Emissionen werden die technologischen Anforderungen und Kosten im Energiesektor berücksichtigt werden müssen. Der normale Zyklus der Kapitalstockerneuerung ist ein entscheidender Bestimmungsfaktor für die Geschwindigkeit, mit der CO₂-arme Technologien in Betrieb genommen werden können, ohne unverhältnismäßig hohe Kosten zu verursachen. Auf Grund der langen Lebensdauer energietechnischer Anlagen – für Erzeugung, Versorgung und Verbrauch –, weist der Energiesektor in der Regel eine relativ geringe Kapitalerneuerungsrate auf. Folglich dauert es normalerweise viele Jahre, bis sich effizientere Technologien im gesamten Energiesektor verbreiten. Sollten radikale Maßnahmen zur Beschleunigung dieses Prozesses getroffen werden, um eine starke Reduktion der Emissionen zu erwirken, muss der Realität der Kosten ins Auge gesehen werden, die im Fall einer frühzeitigen Außerbetriebnahme von existierendem Sachkapital entstehen. Im Kraftwerkssektor ist die Rate der Kapitalstockerneuerung besonders gering, da hohe Investitionskosten und lange Laufzeiten in einem effektiven „Lock-in“ der bereits gebauten Anlagen – und der durch sie verursachten Emissionen – resultieren. Im Referenzszenario stammen drei Viertel der voraussichtlichen weltweiten Stromerzeugung im Jahr 2020 (und über die Hälfte im Jahr 2030) aus Kraftwerken, die sich schon heute in Betrieb befinden. Selbst wenn ab sofort nur noch CO₂-freie Anlagen gebaut würden, wären die CO₂-Emissionen des Kraftwerkssektors 2020 daher nur 25% bzw. 4 Gt niedriger als im Referenzszenario.

Ganz gleich, wie das abzuschließende Abkommen aussehen wird, muss der Bedeutung einer kleinen Gruppe großer Emissionsverursacher Rechnung getragen werden. Auf die fünf größten Verursacher energiebedingter CO₂-Emissionen – China, die Vereinigten Staaten, die Europäische Union, Indien und Russland – entfallen zusammengenommen fast zwei Drittel der weltweiten CO₂-Emissionen; im Referenzszenario bleibt dieser Anteil 2020 weitgehend unverändert. Der Beitrag, den China und die Vereinigten Staaten zur Emissionsminderung leisten, wird für die Erreichung eines Stabilisierungsziels von entscheidender Bedeutung sein. Der Umfang der Reduktion der energiebedingten Emissionen der verschiedenen Länder bzw. Regionen wird stark variieren, je nachdem wie groß der Kreis der an den internationalen Anstrengungen teilnehmenden Länder sein wird.

Das Stabilisierungsziel wird über den Umfang der energiewirtschaftlichen Herausforderung entscheiden

Im WEO 2008 werden zwei klimapolitische Szenarien untersucht, die eine langfristige Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration bei 550 bzw. 450 Teilen pro Million (ppm) CO₂-Äquivalente vorsehen. Das PolitikszENARIO mit Stabilisierung bei 550 ppm entspricht einem Anstieg der globalen Temperaturen um ungefähr 3°C, das 450-ppm-PolitikszENARIO einem Anstieg um rund 2°C. Im Szenario mit Stabilisierung bei 550 ppm erreichen die Treibhausgasemissionen 2020 ein Plateau und beginnen bald danach zu sinken. Das PolitikszENARIO mit Stabilisierung bei 450 ppm beinhaltet einen wesentlich stärkeren Emissionsrückgang ab 2020. Doch auch mit dieser Emissionsminderung kann der für eine Stabilisierung bei 450 ppm erforderliche Weg noch nicht erreicht werden, weshalb die Emissionsreduktion nach 2030 erheblich verstärkt werden muss. In beiden Szenarien sind die Gesamtemissionen aller großen Emittentenländer 2030 deutlich niedriger. Damit in beiden Szenarien die jeweils gesetzten Ziele erreicht werden können, müssen Hunderte Millionen Haushalte und Unternehmen weltweit dazu bewegt werden, ihre Energieverbrauchsgewohnheiten umzustellen. Dazu bedarf es innovativer Politikmaßnahmen, eines geeigneten Regulierungsrahmens, eines sich rasch entwickelnden globalen Markts für CO₂-Emissionen sowie verstärkter Investitionen in die energietechnologische Forschung, Entwicklung und Anwendung.

Es gibt ein breites Spektrum an internationalen Politikmechanismen, die zur Verwirklichung eines vereinbarten Klimaziels eingeführt werden könnten. Wie sich an der gegenwärtigen politischen Debatte jedoch zeigt, sieht die Realität – auch schon auf Grund der praktischen Schwierigkeiten im Energiesektor – so aus, dass sich die Länder für den Ansatz bzw. die Ansätze entscheiden, die ihren verschiedenen Interessen und Möglichkeiten jeweils am ehesten gerecht werden. Im vorliegenden Ausblick werden die energiewirtschaftlichen Auswirkungen eines gemischten Politikrahmens untersucht, der eine bestimmte Kombination aus Cap-and-Trade-Systemen, Sektorvereinbarungen (für Verkehr und Industrie) sowie nationalen Politiken und Maßnahmen beinhaltet. Dabei wird davon ausgegangen, dass Cap-and-Trade-Systeme im OECD-Raum eine wichtige Rolle spielen werden. Der Preis für CO₂-Emissionen wird sich dort 2030 im Szenario mit Stabilisierung bei 550 ppm auf 90 \$/t und im Szenario bei 450 ppm auf 180 \$/t erhöhen.

Im PolitikszENARIO mit Stabilisierung bei 550 ppm expandiert der weltweite Primärenergieverbrauch zwischen 2006 und 2030 um rund 32%, wobei sich der Anteil der fossilen Brennstoffe deutlich reduziert. Der Energieverbrauch steigt durchschnittlich um 1,2% pro Jahr im Vergleich zu 1,6% im Referenzszenario. 2030 ist er um 9% geringer als im Referenzszenario, was hauptsächlich auf Effizienzsteigerungen zurückzuführen ist. Die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen erreichen 2025 ihren Höchststand und gehen dann bis 2030 leicht auf 33 Gt zurück, während die Treibhausgasemissionen 2020 ein Plateau erreichen, auf dem sie sich weitgehend unverändert bis 2030 halten. Sowohl die Treibhausgasemissionen insgesamt als auch die energiebedingten CO₂-Emissionen sind 2030 um 19% geringer als im Referenzszenario. Der Energiemix sieht in diesem Szenario deutlich anders aus als im Referenzszenario, und die fossilen Brennstoffe müssen Marktanteile an erneuerbare Energien und Kernkraft abgeben. Der Ölverbrauch steigt bis 2030 auf 98 mb/d, fast 9 mb/d weniger

als im Referenzszenario. Mehr als die Hälfte der Öleinsparungen wird im Verkehrssektor der OECD-Länder sowie anderer großer Volkswirtschaften erzielt, infolge von Sektorvereinbarungen zur Verringerung der Emissionen von Personenkraftwagen und Flugzeugen. Die Ölpreise liegen 2030 bei rund 100 \$ pro Barrel (in Dollarwerten von 2007) und damit um 18% niedriger als im Referenzszenario, was dem geringeren Verbrauch zuzuschreiben ist. Die Förderleistung der OPEC-Länder steigt weiter auf 49 mb/d im Jahr 2030 an, womit sie um 13 mb/d höher ist als heute (aber um 4 mb/d niedriger als im Referenzszenario). CCS-Technologien werden ebenfalls rascher eingeführt. 2030 beträgt die installierte Kapazität von Kraftwerken mit CCS-Technologien weltweit über 160 GW, wovon rund 70% auf OECD-Länder entfallen. Im Referenzszenario sind die CCS-Kapazitäten unerheblich.

Im Politikscenario mit Stabilisierung bei 450 ppm werden wesentlich resolutere und umfassendere Politikmaßnahmen ab 2020 unterstellt, die eine raschere Entwicklung und Einführung CO₂-armer Technologien induzieren. Die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen werden bis 2020 weitgehend dem gleichen Pfad folgen wie im Szenario mit Stabilisierung bei 550 ppm, dann aber rascher zurückgehen. Sie erreichen 2020 mit 32,5 Gt ihren Höchststand und sinken dann auf 25,7 Gt im Jahr 2030. In diesem Szenario müssen die Emissionen der OECD-Länder bis 2030 im Vergleich zu ihrem Niveau von 2006 um fast 40% reduziert werden. Die anderen großen Volkswirtschaften müssen ihr Emissionswachstum auf 20% beschränken. Für das internationale Cap-and-Trade-System wird von einem breiteren Teilnehmerkreis ausgegangen als im 550-ppm-Szenario, da ab 2020 alle großen Emittentenländer mitwirken sollen. Wasserkraft, Biomasse, Windenergie und sonstige erneuerbare Energien werden in der Stromerzeugung rascher an Bedeutung gewinnen und 2030 40% der weltweiten Gesamtstromerzeugung stellen. In den letzten zehn Jahren des Projektionszeitraums werden im Vergleich zum 550-ppm-Szenario 190 GW zusätzlicher CCS-Kapazitäten installiert werden müssen.

Die im Szenario mit Stabilisierung bei 450 ppm zu bewältigende Herausforderung ist immens: Die für 2030 projizierten weltweiten Gesamtemissionen sind in diesem Szenario geringer als die der Nicht-OECD-Länder allein im Referenzszenario. Anders ausgedrückt wird es den OECD-Ländern allein nicht möglich sein, die Welt auf den erforderlichen Pfad für eine Stabilisierung bei 450 ppm zu bringen, nicht einmal, wenn sie ihr Emissionsvolumen auf null reduzieren würden. Selbst wenn man die Frage der politischen Machbarkeit des 450-ppm-Szenarios außer Acht lässt, ist nicht gewiss, ob die Umstellungen im vorgesehenen Umfang überhaupt technisch möglich sind, da bei diesem Szenario die allgemeine Einführung von Technologien unterstellt wird, die noch nicht erprobt wurden. Umfang und Tempo dieses technologischen Wandels – sollte er durchführbar sein – wären zweifellos in der Geschichte einmalig. Zur Entwicklung der für die Realisierung des 450-ppm-Szenarios erforderlichen fortschrittlichen Technologien wäre eine Erhöhung der öffentlichen und privaten Ausgaben für Forschung und Entwicklung in einem kurzen Zeithorizont unabdinglich.

Zur Bekämpfung des Klimawandels sind große Ausgabenumrichtungen erforderlich

Für die tiefgreifenden Umstellungen in der Energieversorgungs- und -verbrauchsstruktur, die in beiden klimapolitischen Szenarien notwendig sind, müssen

die Ausgaben für die Erneuerung des Kapitalstocks gewaltig erhöht werden, insbesondere die Investitionen in den Kraftwerkspark und in Anlagen und Geräte mit höherer Energieeffizienz. Im Politikscenario mit Stabilisierung bei 550 ppm müssen zwischen 2010 und 2030 insgesamt 4,1 Bill. \$ mehr investiert werden als im Referenzscenario – eine Differenz, die durchschnittlich 0,24% des jährlichen weltweiten BIP entspricht. Der Großteil davon entfällt auf die Verbreitung und Verbesserung bestehender Technologien. Die Investitionen in den Kraftwerkspark sind um 1,2 Bill. \$ höher, wovon fast drei Viertel in OECD-Länder gehen. Die zusätzlichen Ausgaben auf der Verbraucherseite sind sogar noch höher. Der Großteil der Zusatzausgaben wird von den Bürgern getragen werden, denen Mehrkosten für energiesparendere Kraftfahrzeuge, Elektrogeräte und Gebäude entstehen. Diese Zusatzkosten belaufen sich weltweit pro Kopf auf 17 \$ jährlich. Ihnen stehen allerdings große Einsparungen bei den Energiekosten gegenüber. Durch eine verbesserte Energieeffizienz verringert sich der Verbrauch an fossilen Brennstoffen im Zeitraum 2010-2030 um insgesamt 22 Mrd. t RÖE, was in kumulativen Einsparungen in Höhe von über 7 Bill. \$ resultiert.

Die zusätzlichen Investitionsausgaben im Energiebereich sind im Politikscenario mit Stabilisierung bei 450 ppm erwartungsgemäß wesentlich höher. Im Vergleich zum 550-ppm-Szenario müssen 2,4 Bill. \$ mehr in CO₂-arme oder -freie Stromerzeugungskapazitäten und 2,7 Bill. \$ mehr in energiesparendere Anlagen, Geräte und Gebäude investiert werden. Zusammengenommen entspricht dies 0,55% des weltweiten BIP. Die Ausgaben sind in den letzten zehn Jahren des Projektionszeitraums besonders hoch, in denen die CO₂-Emissionen am stärksten sinken und die Grenzkosten von Emissionsminderungsoptionen drastisch steigen. Zur Mobilisierung dieser Investitionen wären klare Preissignale (die u.a. durch einen breitbasierten, effizienten Markt für CO₂-Emissionen geschaffen werden könnten), geeignete finanzielle Anreize und gezielt ausgerichtete Vorschriften erforderlich. Mit 5,8 Bill. \$ sind die kumulativen Brennstoffkosteneinsparungen geringer als im 550-ppm-Szenario, weil die größeren Energieeinsparungen durch höhere Strompreise ausgeglichen werden.

Wir sehen einer deutlich veränderten Energiezukunft entgegen

Trotz aller Ungewissheiten, auf die im vorliegenden Bericht hingewiesen wird, ist doch gewiss, dass sich die Energiewelt 2030 deutlich anders darstellen wird als heute. Das Weltenergiesystem wird umgestellt werden, aber nicht zwangsläufig so, wie wir es gerne sehen würden. Einige der in diesem WEO hervorgehobenen Trends sind sicher, so das wachsende Gewicht Chinas, Indiens, des Nahen Ostens und anderer Nicht-OECD-Länder auf den Energiemärkten und bei den CO₂-Emissionen, die rasch zunehmende Marktdominanz nationaler Ölunternehmen und das Aufkommen CO₂-armer Energietechnologien. Und selbst wenn Marktungleichgewichte zu vorübergehenden Preisrückgängen führen können, ist zunehmend klar, dass die Zeit des billigen Öls endgültig vorüber ist. Viele der entscheidenden politischen Faktoren (ganz zu schweigen von sonstigen, externen Faktoren) bleiben jedoch ungewiss. Es steht in der Macht aller Regierungen, der Erzeuger- ebenso wie der Verbraucherländer, allein oder gemeinsam darauf hinzuwirken, dass das weltweite Energiesystem sauberer, intelligenter und wettbewerbsfähiger wird. Doch die Zeit wird knapp: Es muss jetzt gehandelt werden.

Dieses Dokument wurde ursprünglich in Englisch veröffentlicht.
Die IEA hat zwar im Rahmen des Möglichen sichergestellt,
dass die deutsche Übersetzung dem englischen Original getreu ist,
kleine Abweichungen sind jedoch nicht auszuschließen.

Cover design: IEA. Photo credit: © Maciej Frołow

The Online Bookshop

International Energy Agency



All IEA publications may be bought
online on the IEA website:

www.iea.org/books

You may also obtain PDFs of
all IEA books at 20% discount.

Books published before January 2007
- with the exception of the statistics publications -
can be downloaded in PDF, free of charge
from the IEA website.

IEA BOOKS

Tel: +33 (0)1 40 57 66 90
Fax: +33 (0)1 40 57 67 75
E-mail: books@iea.org

International Energy Agency
9, rue de la Fédération
75739 Paris Cedex 15, France

CUSTOMERS IN NORTH AMERICA

Turpin Distribution
The Bleachery
143 West Street, New Milford
Connecticut 06776, USA
Toll free: +1 (800) 456 6323
Fax: +1 (860) 350 0039
oecdna@turpin-distribution.com
www.turpin-distribution.com

You may also send

your order

to your nearest

OECD sales point

or use

the OECD online

services:

www.oecdbookshop.org

CUSTOMERS IN THE REST OF THE WORLD

Turpin Distribution Services Ltd
Stratton Business Park,
Pegasus Drive, Biggleswade,
Bedfordshire SG18 8QB, UK
Tel.: +44 (0) 1767 604960
Fax: +44 (0) 1767 604640
oecdrow@turpin-distribution.com
www.turpin-distribution.com