

Climate Change 09/2008**Deutsche Kurzfassung****Zusammenfassung**

Die Preise für Öl und andere fossile Brennstoffe sind in den letzten Jahren auf den Weltmärkten stark gestiegen. Dieses Preisniveau wurde in Szenarien und Prognosen, die in der Vergangenheit publiziert wurden, nicht abgebildet. Erst seit kurzem sind Studien erschienen, die auf höheren Energiepreisentwicklungen basieren (EIA 2006b, EWI/Prognos 2006, IEA 2006). Die zukünftige Rolle der verschiedenen Energieträger und Technologien in energieökonomischen Szenarien wird wesentlich von dem Niveau der Energiepreise abhängen. Dies gilt insbesondere bei Szenarien, die mithilfe von Energiemodellen entwickelt werden. Deshalb wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes von Öko-Institut, DIW und Forschungszentrum Jülich eine Analyse für die Auswirkung hoher Energiepreise auf langfristige Prognosen in Deutschland vorgenommen. Als Grundlage für die modellgestützte Analyse wurden drei Verläufe für die Entwicklung der Energiepreise erarbeitet. Es kamen zwei Modelle zum Einsatz: IKARUS und ELIAS. Während mit IKARUS eine gesamtgesellschaftliche Optimierung des gesamten Energiesystems Deutschlands vorgenommen wurde, wurden mit ELIAS die Trends für mikroökonomische Investitionsentscheidungen in der Elektrizitätswirtschaft analysiert.

Energiepreisszenarien

Der Rohölpreis begann 2003 stark zu steigen und erreichte im Sommer 2006 rund 80 US \$/bbl. Dies war in nominalen Preisen ein historischer Höchststand. Nach Korrektur der Preise um die Teuerung durch generelle Inflation lag der Preis 2006 unter den Preisen Ende der 70er Jahre. Wenn zudem die Zuwächse an Produktivität und Einkommen in den letzten 35 Jahren einbezogen werden, ist der Anstieg der benötigten Arbeitszeit, um ein Barrel Öl zu kaufen, noch moderat. Höhere Energieeffizienz hat zusätzlich die Folgen hoher Ölpreise abgeschwächt. Die makroökonomischen Effekte des Ölpreisanstiegs sind auch dem Verhalten der Zentralbanken geschuldet. Die Zentralbanken haben nicht mit einem starken Anstieg der Zinssätze reagiert, da die Inflation nicht zu einer Preisspirale geführt hat. Die Politik der niedrigen Zinssätze, insbesondere der japanischen und US-amerikanischen Zentralbanken, könnten sogar zu der Spitze der Ölpreise beigetragen haben. Die hohe Liquidität hat die Krise der Aktienmärkte nach 2000 abgeschwächt. Deshalb hatten die drei Jahren mit sehr hohen Preisen keine weltweite Rezession zur Folge, wie es nach den hohen Ölpreisen Ende der 70er Jahre der Fall war. Die Wirtschaft ist weiterhin gewachsen, insbesondere in Asien und den USA. In Europa und auch in Deutschland hat das Wirtschaftswachstum sich nach fünf Jahren Stagnation 2006 wieder erholt. Dies hat die Auswirkungen hoher Ölpreise auf Wirtschaftswachstum und Ölnachfrage abgemildert. Würde die Ölförderung tatsächlich hinter der Nachfrage zurück bleiben, würden die Ölpreise temporär solange steigen bis ein Niveau erreicht wird, das die Reduktion der Nachfrage zu Folge hat. Dadurch würden Angebot und Nachfrage wieder ausgeglichen, falls nötig durch eine Rezession. Eine solche Entwicklung ist bislang nicht zu beobachten. Nach dem Preishöchststand im Sommer 2006 ist der Ölpreis im Herbst 2006 wieder auf 60 US \$/bbl gefallen, nach einer Erholung ist der Preis dann zum Ende des Jahres wiederum erheblich gefallen. Ein möglicher Grund ist, dass die US Zentralbank die Zinssätze angehoben hat und das Wachstum der US-Wirtschaft schwächer wurde. Um einen weiteren Fall der Preise zu verhindern, haben die OPEC-Ländern zum ersten Mal seit Herbst 2003 die Produktion vermindert (um 1,2 mbd) und haben eine weitere

Reduktion um 0,5 mbd für Februar 2007 angekündigt. Nichtsdestotrotz ist der Preis Anfang 2007 weiter gefallen.

Während die Auswirkungen der Ölpreissteigerung auf das Wachstum der Weltwirtschaft eher moderat waren, haben die hohen Preise wesentlich die langfristigen Ölpreisprognosen verändert. Bevor der Preis Ende 2003 zu explodieren begann, war es Ziel der OPEC den Preis auf 25 US \$/bbl zu stabilisieren. Die meisten Analysten haben dies als ambitioniertes Ziel eingeschätzt, da die marginalen Kosten der Ölproduktion und der Erschließung neuer Förderkapazitäten weit unter diesem Niveau liegen. Vorhersagen mancher Geologen, dass die Ölproduktion in einigen Jahren ihren Höchststand erreichen würde oder in schon überschritten habe, wurden von den meisten politischen Entscheidungsträgern nicht ernst genommen. Diese Einschätzung hat sich seit den hohen Preisen verändert. Die meisten Analysten und Entscheidungsträger interpretieren die Ölpreisentwicklung nicht als temporäre Preisspitze im Rahmen der historischen Preisfluktuation, sondern als Zeichen einer grundsätzlichen Veränderung in den Ölmärkten, die einer höheren Nachfrage (insbesondere von China) und einem begrenzten Angebot (aufgrund fehlender Ressourcen bzw. Investitionen in den Produktionsländern) geschuldet ist. Die EIA hat Ende 2005 ihre Preisannahmen drastisch revidiert, die IEA folgte 2006. Beide Agenturen begründeten diesen Wechsel mit hinter den Erwartungen zurückgebliebenen Investitionen in Ölerkundung und –förderung, nicht jedoch mit geänderten Annahmen in Bezug auf die Ressourcen, welche gefördert werden können. Die IEA projiziert in ihrem World Energy Outlook von 2006 Rohölpreise von rund 60 US \$₂₀₀₅ im Jahr 2030.

Es ist nicht möglich mit Sicherheit die Entwicklung der Ölpreise in den kommenden Monaten und Jahren vorauszusagen. Das Wissen um technologische und politische Entwicklungen, Nachfrageelastizitäten während verschiedenen Stufen der wirtschaftlichen Entwicklung, die Menge der Ressourcen, die ausgebeutet werden können, die langfristige Effektivität der OPEC und nicht zuletzt die Interdependenz der Spot- und Future-Märkte machen es fast unmöglich die zukünftigen Ölpreise mit angemessener Genauigkeit zu prognostizieren. Hilfreicher als die Festlegung auf eine Prognose ist es deswegen verschiedene Szenarien für mögliche Entwicklungen zu entwerfen.

Hohe Öl- und Energiepreise können signifikante Wirkung auf das Niveau und die Struktur der Energienachfrage und –herstellung nach Energieträgern haben und damit ebensolche Wirkung auf die CO₂-Emissionen. Um diese Effekte bis 2030 im Detail zu analysieren, wurden zunächst drei mögliche Preisszenarien entwickelt: ein Referenzszenario mit einer moderaten Preisentwicklung, ein Hochpreisszenario und ein Preisschockszenario mit einer scharfen Preisspitze. Es wurde angenommen, dass bis 2030 Öl der wichtigste Energieträger weltweit bleibt und dass der Ölpreis damit der beste Indikator für die Weltenergielage bleibt. Die Szenarien basieren auf Annahmen zur Ölpreisentwicklung (in US \$/bbl), welche dann in Import- und Konsumentenpreise für Rohöl und Energieprodukte auf dem deutschen Markt übersetzt wurden (in Euro). Ausgehend von den Rohölpreisen in US Dollar wurde die Entwicklung der Importpreise in Euro für Rohöl, Erdgas, Steinkohle und Mineralölprodukte aufgrund einer Analyse der Wechselkurse der letzten 30-35 Jahre zwischen US Dollar und Euro (1,1 US \$/€) und den Preisrelationen der Energieträger im Vergleich zu Rohöl festgelegt. Diese Analysen begründen die Annahme einer langfristig konstanten Relation in der Zukunft.

Tabelle Z- 1 Szenarien der Preisentwicklung für Rohöl bis 2030 in US \$₂₀₀₀/bbl

Szenario	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Referenz	28,4	48,7	28,0	30,0	32,0	34,0	37,0
Hochpreis	28,4	48,7	54,1	63,7	73,3	77,9	82,5
Preisschock	28,4	48,7	105,0	105,0	62,0	34,0	37,0

Quellen: EIA 2006b; EWI/Prognos 2005; Goldman Sachs 2005

Im Referenzpreisszenario wird die moderate Energiepreisentwicklung nach EWI/Prognos 2005 verwendet. EWI/Prognos nimmt an, dass die Ölpreisentwicklung durch konventionelle und unkonventionelle Ölreserven, die preisgünstig erschließbar sind, gedämpft wird. Nach diesem Szenario wird der Rohölpreis in den nächsten Jahren bis 2010 wieder auf real 28 US-\$₂₀₀₀/bbl zurückgehen um anschließend bis 2030 wieder auf 37 US-\$₂₀₀₀/bbl zu steigen. Selbst wenn genug Ölreserven und -ressourcen vorhanden sind, bleibt offen, ob die erforderlichen Investitionen getätigt werden, um das Potential auszubeuten, so dass Angebot und Nachfrage in dem Zeitraum bis 2030 ausgeglichen werden.

Politische Instabilität in wichtigen Ölexportnationen (insbesondere Nigeria, Irak, Iran und Venezuela) sowie wachsender Ressourcennationalismus (beispielsweise in Russland) können zu niedrigeren Investitionen im Ölsektor führen, als bislang angenommen werden. Mögliche Konsequenz wäre ein dauerhafter Angebotsengpass sowie weiterhin steigende Ölpreise wie im Hochpreisszenario angenommen wird (EIA 2006a; EIA 2006b).

Eine politische Krise in wichtigen Ölförderländern könnte zu noch höheren Preisen führen, als im Hochpreisszenario angenommen. Goldman Sachs hat ein solches Preisschockszenario entworfen (Goldman Sachs 2005). In diesem Szenario wird angenommen, dass die Preise so lange steigen, bis die Nachfrage reduziert wird und als Folge Kapazitäten in der Ölförderung und Raffinierung frei werden. In der vorliegenden Studie wird angenommen, dass in einem solchen Fall die hohe Risikoprämie, die zurzeit im Ölpreis enthalten ist, auf ein normales Level zurückgehen wird und die Ölpreise auf das moderate Preisniveau des Referenzszenario fallen werden.

Analyse mit Hilfe des Energiesystemmodells IKARUS

Modellbeschreibung

Das IKARUS Optimierungsmodell ist ein technikorientiertes bzw. Bottom-Up-Modell und wurde verwendet um die Wirkungen verschiedener Preisprognosen zu untersuchen. IKARUS bildet das Energiesystem von der Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungs- bis zur Primärenergieebene ab und arbeitet als dynamisches „Time-Step“ Optimierungsmodell. Eine große Zahl technologischer Optionen ist enthalten, zusammen mit den zugehörigen Emissionen und Kosten wie auch der möglichen Verknüpfungen von Energieflüssen. Zudem werden übergreifende politische Rahmenbedingungen einbezogen.

Im Modell wird das Energiesystem derart abgebildet, dass die Nachfrage nach Energiedienstleistungen erfüllt wird und Gleichgewichte auf verschiedenen Konversionsebenen erreicht werden (partielles Gleichgewichtsmodell). Der Modellierungshorizont ist in 5-Jahres-Intervalle unterteilt. Jedes Zeitintervall wird getrennt optimiert, wobei in jede Periode jeweils die Ergebnisse aller vorangehenden Perioden als „Vererbung“ eingehen. Somit unterscheidet sich das IKARUS-Optimierungsmodell von so

genannten „Perfect-Foresight“-Modellen wie beispielsweise MARKAL und MESSAGE, bei denen eine simultane Optimierung sämtlicher Perioden erfolgt. Perfect-Foresight Modelle können auf vorgegebene zukünftige Entwicklungen wie beispielsweise die Energieträgerpreise oder die Klimapolitik vorausschauend reagieren. Das Time-Step-Modell dagegen ist „kurzsichtig“ und beachtet in jedem Optimierungsschritt zukünftige Veränderungen nicht. Dadurch erhalten Prognose und Projektionen einen realistischeren Charakter. Durch diese Kurzsichtigkeit können auch plötzliche Wechsel in den Energiepreisen, wie es beim Preisschockszenario der Fall ist, gut untersucht werden.

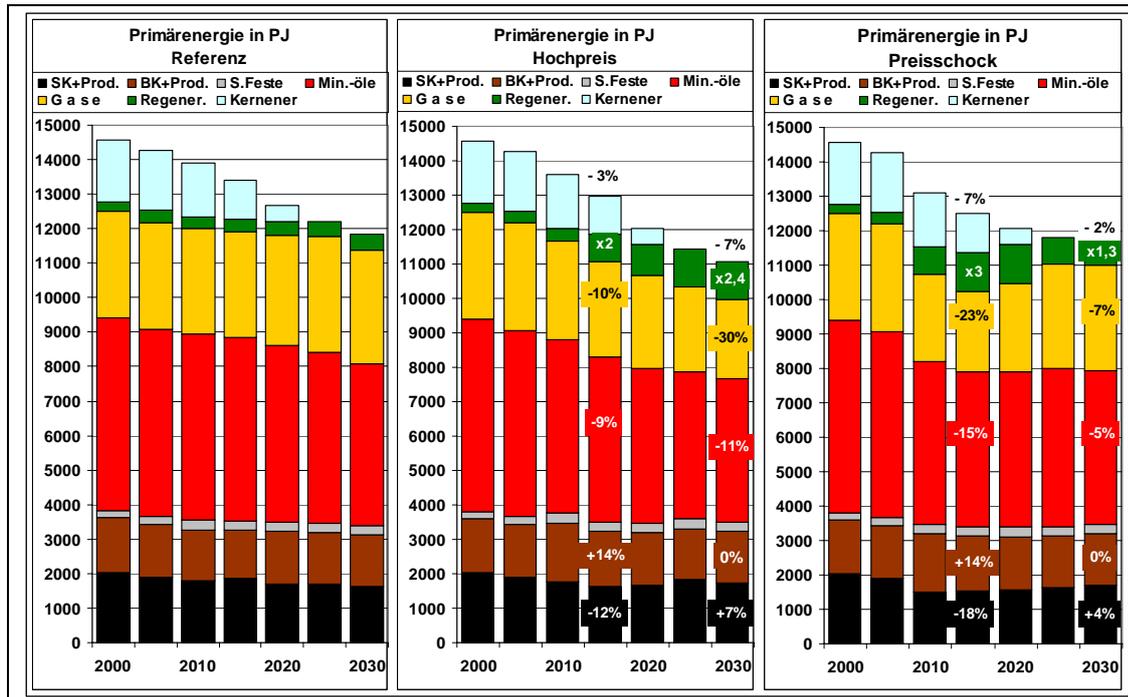
Im Modell wurden Beschränkungen für importierte Energieträger wie Kohle sowie, basierend auf heimischen Potentialen, für fossile und erneuerbare Energieträger implementiert. Andere Beschränkungen beruhen auf den politischen Rahmenbedingungen, die durch die Bundesregierung gesetzt wurden, wie beispielsweise der Atomausstieg. Dem Verkehrssektor wurde in unserer Analyse besondere Aufmerksamkeit geschenkt und deswegen anders behandelt. Im Gegensatz zu den anderen Sektoren wurden die Mineralölsteuern auf aktuellem Niveau einbezogen, um das korrekte Verhältnis zwischen Konsumenten- und Importpreise abzubilden. Zusätzlich wurde eine elastische Verkehrsnachfrage implementiert.

Szenarienergebnisse

Bei den Szenarienanalysen mit Hilfe des IKARUS-Modells führt ein hoher Anstieg der Preise von Mineralöl, Erdgas und Importsteinkohle zu einem signifikanten Rückgang des Primärenergieverbrauchs (siehe Abbildung Z-1). Während der Primärenergieverbrauch im Zeitraum von 2000 bis 2030 im Referenzpreisszenario um 19 % zurückgeht, fällt der Verbrauch im gleichen Zeitraum um 24 % im Hochpreisszenario und um 20 % im Preisschockszenario. Im Vergleich zum Referenzpreisszenario stellt dies ein Rückgang um 7 % bzw. 2 % dar. Der Rückgang im Referenzpreisszenario ist der sozioökonomischen Entwicklung (z.B. Rückgang der Bevölkerung), Strukturwandel in Industriezweigen sowie die autonome technische Entwicklung, die zu einer höheren Energieeffizienz führt, geschuldet. Hinzu kommt eine systematische Komponente durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung. Diese wird nach der verwendeten Wirkungsgradmethode per Konvention primärenergieseitig mit einem Faktor 3 bewertet, wohingegen bspw. erneuerbare Energieträger, abgesehen von der Biomasse, überwiegend mit einem Faktor 1 in die Primärenergiebilanz eingehen.

Der Unterschied zwischen dem Hochpreis- und dem Preisschockszenario ist durch den Relaxationseffekt im Preisschockszenario bedingt, da in diesem Szenario mit den fallenden Energiepreisen nach der Preisspitze im Jahr 2015 auch zu einem Rückgang der durchgeführten Einsparmaßnahmen im Bereich des Primärenergieverbrauches führt. Der Freiheitsgrad der Anpassung sowie insbesondere der Relaxationseffekt hängt wesentlich von der sektorspezifischen technischen Lebensdauer der Infrastruktur ab.

Abbildung Z-1 Primärenergieverbrauch (PJ) im Referenz-, Hochpreis- und Preisschockszenario



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Im Vergleich zum Referenzszenario werden in den beiden Szenarien mit hohen Energiepreisen weniger Mineralölprodukte und insbesondere weniger Erdgas (bis zu -30 %) verwendet. Die Verwendung der heimischen Braunkohle steigt temporär bei steigenden Importpreisen ebenfalls. Nichtsdestotrotz entspricht der Braunkohleverbrauch dem des Referenzszenarios, da das Potential der heimischen Braunkohle begrenzt ist und bereits im Referenzszenario im Jahr 2030 ausgeschöpft wird. Trotz steigender Preise nimmt der Verbrauch von Steinkohle bis 2030 um bis zu 7 % zu. Selbst heimische Steinkohle, welche zurzeit nicht wettbewerbsfähig ist und deren Förderung stark subventioniert wird, kommt sowohl im Hochpreis- wie im Preisschockszenario in begrenzten Maßen zum Einsatz. Interessanterweise wird die heimische Braunkohle in den beiden Szenarien mit hohen Preisen nicht nur im Umwandlungssektor für die Produktion von Strom eingesetzt, sondern nach 2010 bei einem Gleichgewichtspreis von rund 54 US \$₂₀₀₀/bbl auch in der Kohleverflüssigung. Der Anteil der Kohleverflüssigung bleibt jedoch relativ gering (rund 90 PJ Braunkohle entsprechen rund 1 Million Tonnen Mineralölprodukten).

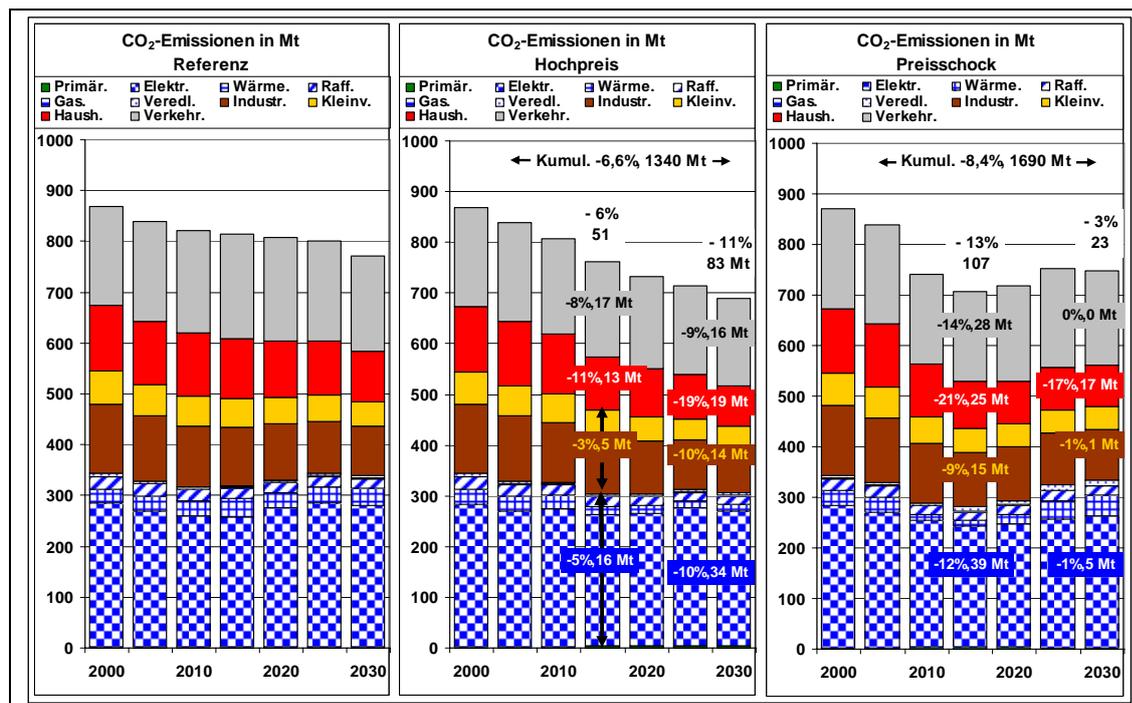
Hohe Preise für fossile Energieträger haben Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen, insbesondere CO₂-Emissionen. Im Referenzpreisszenario fallen die CO₂-Emissionen in der Periode 2000 bis 2030 um fast 100 Millionen Tonnen jährlich (dies entspricht einer Reduktion von rund 11 %). Die CO₂-Emissionen entwickeln sich in den verschiedenen Szenarien mit hohen Energiepreisen wie folgt (siehe Abbildung Z-2):

- Die CO₂-Emissionen im industriellen Sektor sind generell unelastisch in Bezug auf die untersuchten Energiepreinsniveaus.
- Hohe Energiepreise führen zu signifikanten Emissionsreduktionen, vor allem in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).

- Im Gegensatz dazu haben hohe Energiepreise bei der Stromerzeugung nur eine vergleichsweise geringe CO₂-Reduktion zur Folge. Dies kann hauptsächlich der systematischen Steigerung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (hauptsächlich Wind und Biomasse) zugeordnet werden, auch wenn dieser Effekt teilweise durch einen steigenden Trend der Stromproduktion mit Kohlekraftwerken wieder aufgehoben wird. Gleichzeitig geht der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung bei hohen Energiepreisen stark zurück.
- Hohe Energiepreise führen zu einem steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch (siehe Abbildung Z-1). Im Hochpreisszenario ist dieses Wachstum insbesondere ein Ergebnis eines erheblichen Nutzens der Biomasse und der Windenergie und – zu einem geringeren Anteil – des wachsenden Gebrauchs von Biotreibstoffen im Verkehrssektor. Im Preisschockszenario verdreifacht sich im Vergleich zum Referenzpreisszenario der Verbrauch der erneuerbaren Energieträger und erreicht ein Niveau von rund 1100 PJ bis 2015. Die energetische Nutzung von Biomasse (vor allem in Heizkraftwerken und KWK-Anlagen) spielt eine bedeutende Rolle in diesem Szenario.

Auch in den Sektoren mit hohen Emissionsminderungen im Fall hoher Energiepreise (Haushalte, Verkehr und GHD-Sektor) beruht die Reduktion auf unterschiedlichen Trends. In den Haushalten und dem GHD-Sektor ist die Minderung allein auf technische Maßnahmen zurückzuführen. Im Verkehrssektor hingegen kommt die Wirkung der elastischen Nachfrage hinzu. Die jährlichen Emissionsminderungen im Jahr 2030 sind im Hochpreisszenario signifikant höher als im Preisschockszenario. Dennoch werden im Preisschockszenario zwischenzeitlich höhere Emissionseinsparungen erreicht, welche über den gesamten Modellierungszeitraum zu einer höheren CO₂-Minderung im Preisschockszenario (1690 Mt) als im Hochpreisszenario (1340 Mt) führen, da die Minderungspotentiale zeitlich früher erschlossen werden.

Abbildung Z-2 CO₂-Emissionen (Mt) im Referenz-, Hochpreis und Preisschockszenario

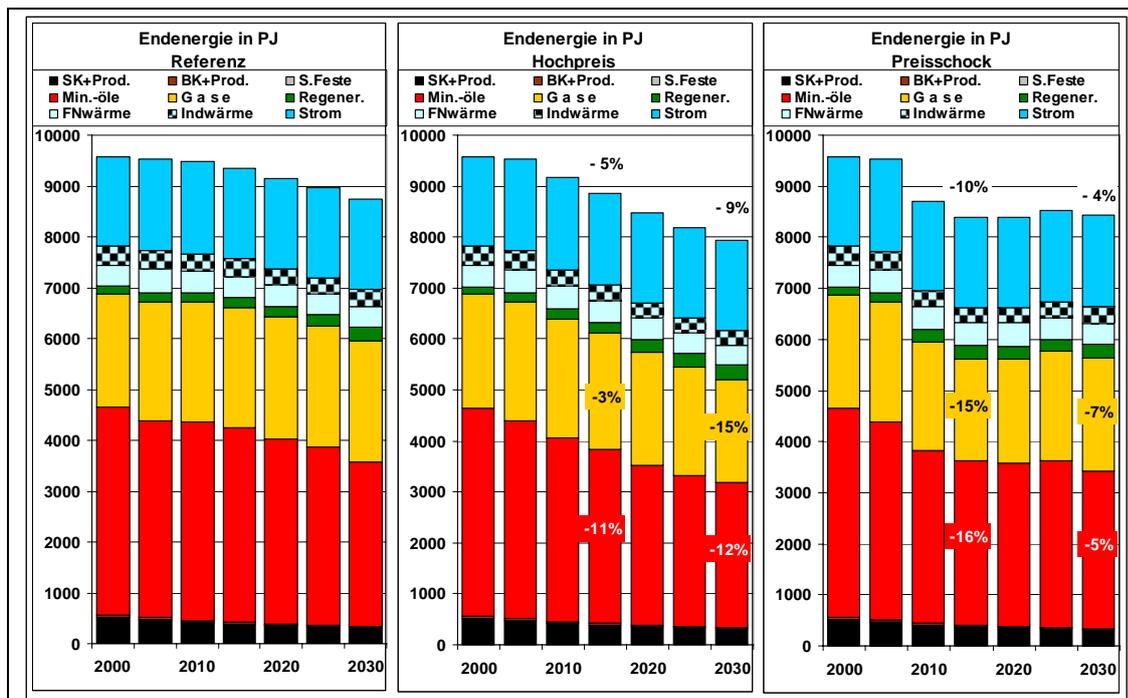


Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

In beiden Szenarien mit hohen Preisen ist die Energieeinsparung im Endverbrauch etwas höher (bis zu -10 %) als im Primärenergieverbrauch (bis zu -7 %) (siehe Abbildung Z-3). Insbesondere der Verbrauch an Erdgas und Mineralölprodukten sinkt aufgrund der höheren Preisniveaus.

Der Betrag der verschiedenen Sektoren an der Einsparung im Endenergieverbrauch unterscheidet sich erheblich. Der Haushaltssektor trägt generell am meisten zu dieser Einsparung bei, er wird gefolgt vom Verkehrssektor, GHD-Sektor und dem Industriesektoren. Auch im Bereich der Endenergienachfrage ist dies technischen Maßnahmen und zusätzlich der elastischen Verkehrsnachfrage geschuldet. Die Lebensdauer der technischen Maßnahmen ist ein wesentliches Kriterium für die Langzeitwirkung von Einsparmaßnahmen. Im Preisschockszenario erreicht die Endenergienachfrage für Industrie und Verkehr bis 2030 wieder das Niveau des Referenzszenarios. Andererseits bleiben die Einsparungen in den Haushalten und im GHD-Sektor erhalten. Dies resultiert hauptsächlich aus der besseren Isolierung im Gebäudebereich, dessen technische Lebensdauer über 30 Jahre liegt und deswegen auch entsprechende Langzeiteffekte zeigt.

Abbildung Z-3 Vergleich des Endenergieverbrauchs (PJ) nach Endenergieträgern



Quelle: Berechnungen des Forschungszentrum Jülich

Die zusätzlichen thermischen Einsparungen im Haushaltssektor führen zu einer Abnahme der Nachfrage nach Nutzenergie um rund 150 PJ im Jahr 2030 im Hochpreisszenario. Dies stellt im Vergleich zum Referenzszenario eine Reduktion von rund 10 % dar. Im Preisschockszenario erfolgt die Nachfrageabnahme schneller und ihr Effekt ist größer (-170 PJ im Jahr 2030).

Analyse mit Hilfe des Investitionsmodells für den Stromsektor ELIAS

Ergänzend zu der Modellanalyse im IKARUS-Modell wurde eine Sektoranalyse der Stromerzeugung mit dem ELIAS-Modell durchgeführt. ELIAS basiert auf einzelwirtschaftlichen Betrachtungen, die die Investitionsentscheidungen von

Wirtschaftssubjekten bestimmen. Diese schließen beispielsweise die Umsetzung des Emissionshandelssystems oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein.

Modellbeschreibung

Das ELIAS-Modell (Electricity Investment Analysis) fokussiert auf den Stromsektor, da dieser Sektor wesentlich zu den Gesamtemissionen beiträgt und erhebliche Investitionen in den nächsten Jahren aufgrund des Atomausstiegs und des Ausscheidens alter Kraftwerke notwendig sein werden. Der Stromsektor wird durch einen langlebigen Kapitalstock charakterisiert; dementsprechend werden heutige Investitionen künftige Emissionen maßgeblich beeinflussen. Mit ELIAS können Politikinstrumente bewertet werden, die den zukünftigen Technologiemit im Kraftwerkssektor beeinflussen. Politikinstrumente können mit einer großen Detailtiefe abgebildet werden, um verschiedene Ausgestaltungsoptionen vergleichen zu können, beispielsweise unterschiedlichen Zuteilungsregeln im Emissionshandelssystem.

Das ELIAS-Modell berechnet die benötigte neue Kraftwerkskapazität im Stromsektor auf Grundlage eines Stock-Exchange-Ansatzes, der diejenigen Kraftwerke ermittelt, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen, sowie der erwarteten Entwicklung der Stromnachfrage. Die sich daraus ergebende Zubaulücke wird durch Investitionen in neue Kraftwerke gedeckt. Es wird angenommen, dass die Wirtschaftssubjekte in die Technologien mit den geringsten finanzmathematischen Durchschnittskosten zur Stromerzeugung investieren. Die Berechnung der finanzmathematischen Durchschnittskosten berücksichtigt fixe und variable Kosten, Brennstoffkosten sowie Kosten und Erlöse, die sich aus Politikinstrumenten wie dem Emissionshandel oder dem Kraft-Wärmekopplungsgesetz (KWKG) ergeben.

In der Realität sind Investitionen nicht auf die eine billigste Technologie beschränkt; um den so genannten Penny-Switching-Effekt zu vermeiden, werden ebenfalls Kraftwerke im Modell zugebaut, die nicht die kostengünstigste Option darstellen. Der Zubau erfolgt mit abnehmenden Kapazitäten in Abhängigkeit von der Kostendifferenz zur kostengünstigsten Option. Der Zubau bestimmter Technologien kann im Modell beschränkt werden. Dies ist beispielsweise für Wasserkraft- oder Braunkohlekraftwerke der Fall, deren Zubau durch die verfügbaren Ressourcen beschränkt wird. Es wird angenommen, dass keine neuen Kernkraftwerke in Deutschland errichtet werden.

Das Referenz- und das Hochpreisszenario wurden mit Hilfe des ELIAS-Modells berechnet. Da das ELIAS-Modell auf dem „Perfect Foresight“-Prinzip beruht, wurde das Preisschockszenario nicht modelliert, da die Modellierung zu keinen aussagekräftigen Ergebnissen führen würde.

Szenarioergebnisse

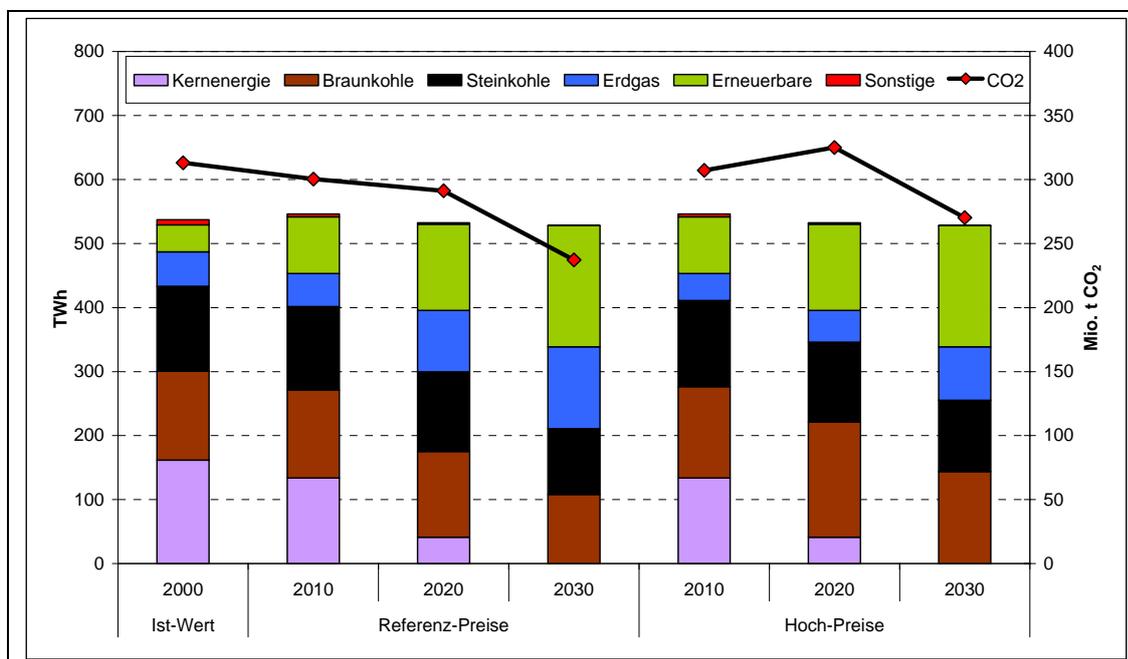
Es wird angenommen, dass die systematische Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den Zielvorgaben folgen wird, die bislang (politisch) diskutiert werden und dass die entsprechenden unterstützenden Maßnahmen im Zeitverlauf angepasst werden, so dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf fast 190 TWh ansteigen wird. Die Entwicklung der CO₂-Emissionen wird in allen Szenarien wesentlich durch die Zunahme der Erneuerbaren in Verbindung mit dem Atomausstieg charakterisiert.

- Im Referenzpreisszenario, in dem angenommen wird, dass die Zuteilung für Neuanlagen auch weiterhin auf Basis des Ansatzes der ersten Handelsperiode (2005-

2007) in Deutschland vorgenommen wird (brennstoffspezifische Zuteilung und langjährige Befreiung von einem Erfüllungsfaktor), nehmen die CO₂-Emissionen relativ stetig im Zeitverlauf ab. Im Jahr 2030 liegen die CO₂-Emissionen rund 75 Millionen Tonnen unter dem Wert des Jahres 2000 (siehe Abbildung Z-4).

- Im Hochpreisszenario nehmen die CO₂-Emissionen um rund 6 Millionen Tonnen bis 2010 ab und steigen dann um 18 Millionen Tonnen bis 2020 – bedingt durch den Atomausstieg und die verringerte Attraktivität der Stromerzeugung aus Erdgas – und nehmen danach wiederum um rund 55 Millionen Tonnen in der Dekade bis 2030 ab. Dies entspricht insgesamt einer Emissionsminderung von 43 Millionen Tonnen CO₂ im Vergleich zum Jahr 2000.

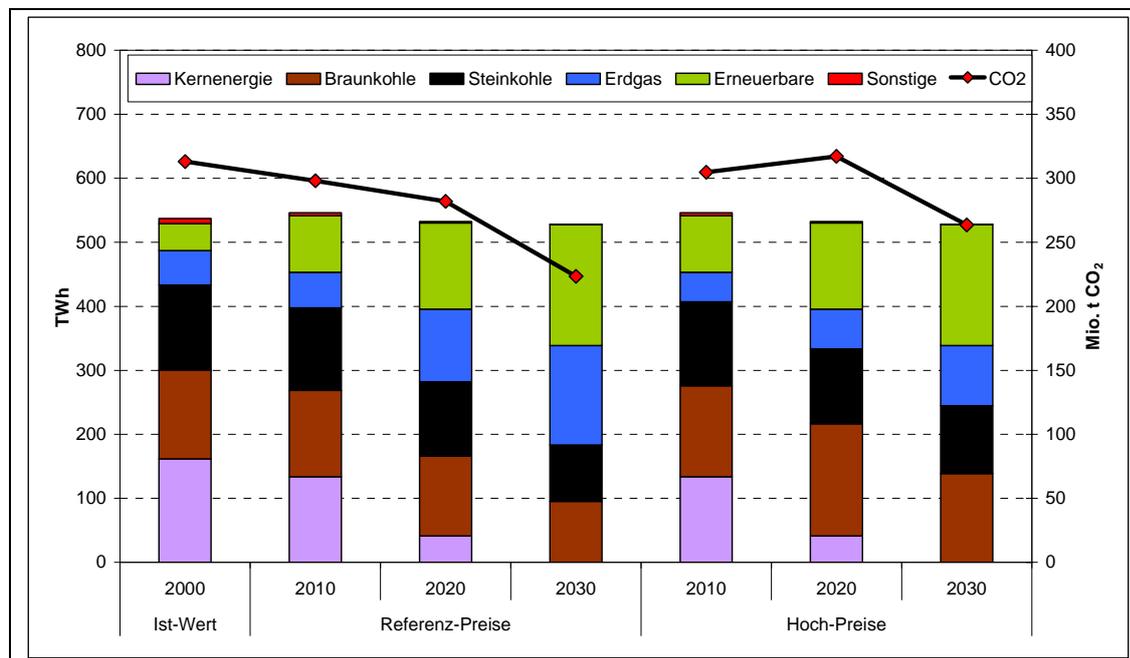
Abbildung Z-4 *Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Brennstoffbenchmarks), 2000-2030*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

- Im Referenzpreisszenario fallen die CO₂-Emissionen um rund 90 Millionen Tonnen CO₂ im Zeitraum bis 2030 im Vergleich zum Jahr 2000, unter Annahme eines idealen Emissionshandelssystems, in dem Emissionsberechtigungen für Neuanlagen versteigert werden (siehe Abbildung Z-5).
- Im Hochpreisszenario sind die Emissionsminderungen auch im Auktionierungsfall deutlich geringer und vergleichbar dem Hochpreisszenario unter gegenwärtigen Zuteilungsregeln. Die Reduktion ist rund 50 Mt CO₂ niedriger als im Szenario mit Referenzpreisen und Auktionierung.

Abbildung Z-5 *Nettostromerzeugung und CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung für das Referenz- und Hochpreisszenario (Emissionshandel: Auktionierung), 2000-2030*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Veränderungen der Emissionsniveaus werden im Wesentlichen durch die wirtschaftliche Situation von Kohle- und Erdgaskraftwerken einerseits und der wirtschaftlichen Attraktivität der Kraft-Wärmekopplung andererseits bestimmt.

In den Hochpreisszenarien nimmt die wirtschaftliche Attraktivität der Erdgasverstromung deutlich ab. Die Stromerzeugung aus Erdgas verdoppelt sich im Referenzpreisszenario unter Annahme, dass das gegenwärtige Zuteilungsmodell fortgeführt wird, und verdreifacht sich bei der Einführung der Auktionierung der Emissionsberechtigungen. Die Erdgasverstromung in den Hochpreisszenarien nimmt jedoch durch eine volle Bepreisung der CO₂-Emissionen nur geringfügig zu.

Der Anteil der KWK-Stromerzeugung nimmt hingegen bei steigenden Energiepreisen und vollständiger CO₂-Bepreisung zu. Der KWK-Anteil in Bezug auf die Gesamtstromerzeugung steigt auf deutlich mehr als 20 % im Jahr 2030.

Vor dem Hintergrund, dass die Ergebnisstrukturen der IKARUS-Modellrechnungen für das Teilsegment der Stromerzeugung zum Teil sehr ähnlich zu den ELIAS-Rechnungen in Bezug auf diese Grundszenerien sind und zum Teil deutlich von Ergebnissen aus ELIAS abweichen, wurde eine Reihe von Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, um solche Unterschiede zu verringern und den Effekt unterschiedlicher Parameter auf die Ergebnisse zu quantifizieren.

Die erste Sensitivitätsanalyse beleuchtet die unterschiedlichen unterstellten Verzinsungsansprüche. Während ein Verzinsungsanspruch von 10 % oder mehr für einzelwirtschaftliche Analysen angesetzt werden muss, basieren volkswirtschaftliche Modellrechnungen auf Zinssätzen von ungefähr 5 %. Variationen dieser Parameter führen zu Änderungen der Ergebnisse in der Größenordnung von rund 10 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2030.

Eine zweite Sensitivitätsanalyse betrifft die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, wenn diese Erzeugung nicht exogen vorgegeben wird, sondern einzelwirtschaftlichen Erwägungen unterliegt, von denen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weiterhin die wichtigste Rahmenbedingung ist. Da die EEG-Einspeisevergütungen sich an den Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien orientieren, gibt es nur einen geringfügigen Unterschied bei einem solchen Ansatz zwischen der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Referenzpreisszenario und im Hochpreisszenario, wenn die CO₂-Kosten von Neuanlagen – wie im gegenwärtigen deutschen Zuteilungsmodell – überwiegend nicht bei den Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden. Diese Situation ändert sich grundlegend, wenn die Attraktivität von Investitionen in neue fossil-betriebene Kraftwerke durch volle CO₂-Bepreisung deutlich abnimmt. Als Ergebnis nimmt das Niveau der erneuerbaren Stromerzeugung deutlich zu.

Eine dritte Sensitivitätsanalyse wurde hinsichtlich der Technologieparametrisierung durchgeführt, wobei hier die im IKARUS-Modell verwendeten Anlagendaten exemplarisch in das ELIAS-Modell übernommen wurden. Es zeigt sich, dass der prognostizierte Ausbau der KWK im Modell ELIAS auch bei Verwendung der IKARUS-Kraftwerkparameter höher ist, als im Modell IKARUS projiziert. Ebenso ist der Anteil der Erdgasverstromung höher, welches z.T. ebenfalls auf den Einsatz der KWK zurückgeführt werden kann, da die KWK die gestiegenen Brennstoffpreise teilweise durch die Wärmegutschrift kompensieren kann. Diese systematischen Unterschiede sind der unterschiedlichen Modellphilosophie geschuldet. Die resultierenden CO₂-Emissionen nähern sich jedoch bei beiden Modellen im Jahr 2030 an.

Im Gegensatz zum Wohnungs- und Verkehrsbereich führen hohe Energiepreise im Stromsektor nicht zu signifikanten Emissionsminderungen. Grundsätzlich sind die CO₂-Emissionen im Falle hoher Energiepreise höher als im Referenzszenario, aber eine Minderung im Vergleich zum Basisjahr kann aufgrund der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien und den Ausbau der KWK dennoch erreicht werden. Der Stromsektor reagiert jedoch sehr sensitiv auf die Bepreisung von CO₂-Emissionen, insbesondere im Referenzpreisszenario kann durch eine andere Ausgestaltung des Emissionshandels (Auktionierung statt brennstoffdifferenzierte Zuteilung) eine erhebliche Emissionsminderung erreicht werden.

Climate Change 09/2008

Englische Kurzfassung

Executive Summary

Prices of oil and other fossil fuels on global markets have reached a high level in recent years. These levels were not able to be reproduced on the basis of scenarios and prognoses that have been published in the past. New scenarios, based on higher energy price trajectories have appeared only recently (EIA 2006b; EWI/Prognos 2006; IEA 2006). However, the future role of various energy carriers and technologies in energy-economic scenarios will greatly depend on the level of energy prices. This is particularly true of scenarios that are developed with the help of energy models. Therefore, an analysis of the impact of high energy prices on long-term scenarios for Germany has been undertaken. For this purpose the German Federal Environment Agency (Umweltbundesamt) contracted Öko-Institut, the German Institute for Economic Research (DIW) and Forschungszentrum Jülich to develop a series of three energy price scenarios has been developed which constitutes the basis for the analysis using two different models. Whilst an optimisation of the whole energy system in Germany was carried out using the IKARUS energy systems model, the ELIAS model was used to analyse the trends emerging from microeconomic investment decisions in the electricity industry.

Energy Price Scenarios

In 2003, the price of crude oil started to increase sharply and reached about 80 US \$/bbl in the summer of 2006. In nominal terms this constituted a new historical price peak. If corrected by price increases arising from general inflation, the price was not as high as that at the end of the 1970s. Accounting for productivity and respective income increases during the last 35 years, the increase of working time needed to buy one barrel of oil is still moderate. Higher energy efficiency additionally dampened the impact of higher oil prices. Macroeconomic effects due to the oil price shock were also dependent on the behaviour of central banks. They did not react with sharp interest rate increases on this occasion, because the inflation path did not lead to a wage price spiral. Central banks - especially in Japan and the USA - may even have contributed to the recent oil price shock by means of their low interest rate policy. The created liquidity thus moderated the crisis of the stock markets after 2000. Therefore, three years of high prices did not initiate a worldwide recession as happened after the price shock at the end of the 1970s. Economic growth remained high, especially in Asia and the USA. In Europe - even in Germany - growth recovered after five years of stagnation in 2006. This dampened the effects of high oil prices on economic growth and on oil demand worldwide. If oil supply growth really lagged behind demand, oil prices would temporarily increase until a level is reached which triggers the reduction of oil demand that would be necessary to balance global demand and supply – if necessary by a recession. Such a development has not taken place to date. After a peak in the summer of 2006, the oil price dropped to below 60 US \$/bbl in the autumn of 2006, then recovered and dropped again substantially at the end of the year. One reason for this may be that the US central bank raised interest rates and that economic growth in the United States has started to slow down. To prevent a further drop of prices, OPEC countries reduced their production for the first time since the autumn of 2003 (by 1.2 mbd) and announced that they would reduce it further in February 2007 (by 0.5 mbd). Nevertheless, the prices continued to fall at the beginning of 2007.

More remarkable than the moderate effect of past oil price increases on world economic growth has been its effect on long-term oil price forecasts. Before the price started to explode

at the end of 2003, the aim of the OPEC was to stabilise the oil price at about 25 US \$/bbl. For most analysts this was an ambitious target, since the marginal costs of oil production and the benchmark of oil companies for new projects was far below that level. Past predictions by some geologists that oil production would peak some years from now or had just peaked were not taken seriously by most policy makers. This has changed as a result of the price shock. Now most analysts and politicians interpret the oil price shock not as a temporarily peak of a long-term price fluctuation as in the past, but as a signal of a fundamental change in the oil markets induced by the higher than projected demand (especially by China) and a limited supply (due to a lack of sufficient resources or investments in major producer countries). By the end of 2005, the EIA changed its price assumptions dramatically; in 2006 the IEA did the same. The reasons offered by both the EIA and IEA to explain these changes in their price assumptions were investments in oil exploration and production facilities being lower than previously assumed, and were not changed assumptions of recoverable resources. In its world energy outlook of 2006, the IEA projects crude oil prices of about 60 US \$₂₀₀₅ in 2030.

There is no certainty about the development of oil prices in the coming months and years or as to whether they will rise or fall moderately or sharply. Our knowledge of technological and political development, elasticities of demand during different stages of economic development, the amount of recoverable resources, the long-term effectiveness of OPEC and, last but not least, the interdependence of spot and future markets make it nearly impossible to predict oil prices with an appropriate degree of accuracy. Therefore, it is more helpful to refrain from making such predictions. If assumptions about oil prices are necessary, scenarios of possible developments can be sketched.

High oil and energy prices may have important effects on the level and structure (by energy carriers) of energy consumption and production and thus on CO₂ emissions. To explore these effects in detail we sketched as a first step in this study three possible price scenarios: a reference scenario with a moderate price development, a scenario with high prices and a scenario with a sharp price peak. As we assume that oil will remain the most important energy carrier worldwide up to 2030 and oil prices will therefore remain the best indicator of the world energy situation, our scenarios start with assumptions of oil price developments (in US \$/bbl) which are then translated into import and consumer prices for crude oil and energy products in Germany in Euro. Based on crude oil prices in US dollars, the development of the cross-border import prices in Euro for crude oil, natural gas, hard coal and mineral oil products were determined from an analysis for the last 30-35 years of currency relations between US dollars and Euro (1.1 US\$/€) and price relations of mineral oil products, natural gas and hard coal as compared to crude oil. This analysis justifies the simple assumption of long-term constant relations for the future.

Table S-1 Scenarios of crude oil price developments up to 2030 in US \$₂₀₀₀/bbl

Scenario	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Reference	28.4	48.7	28.0	30.0	32.0	34.0	37.0
High prices	28.4	48.7	54.1	63.7	73.3	77.9	82.5
Spike	28.4	48.7	105.0	105.0	62.0	34.0	37.0

Sources: EIA 2006b; EWI/Prognos 2005; Goldman Sachs 2005

As a reference, the moderate price development according to EWI/Prognos is used (EWI/Prognos 2005). EWI/Prognos assumes that overall low cost conventional and unconventional oil reserves and resources are ample enough to dampen oil prices until 2030. Accordingly, they assume that crude oil prices will fall to 28 US \$₂₀₀₀/bbl by 2010 and will only moderately increase thereafter to 37 US \$₂₀₀₀/bbl in 2030. Nevertheless, even if enough oil reserves and resources exist, the question remains as to whether enough capital will be invested to exploit that potential so that supply and demand will be balanced in the period up to 2030.

Political instability in important oil producer countries (especially in Nigeria, Iraq, Iran and Venezuela), and also a growing resource nationalism in other countries (e.g. Russia) could result in lower investments in the oil sector than were assumed some years ago. The result could be an ongoing supply shortage as well as high oil prices and further increases therein – as assumed in the high price scenario (EIA 2006a; EIA 2006b).

A political crisis in an important oil producer country could drive prices even higher than is assumed in the high price scenario. Goldman Sachs sketched such a spike scenario (Goldman Sachs 2005). In this scenario it is assumed that prices rise until demand is reduced so that capacity reserves in oil production and in the refinery sector result. We assume that in such a case the high risk premiums incorporated in oil prices today will shrink to a normal level and oil prices will fall to the moderate price level in the reference scenario.

Analysis using the IKARUS Energy Systems Model

Model Description

The IKARUS bottom-up model is deployed in our research project in order to examine the effects of different price scenarios. The IKARUS model is a time-step dynamical linear optimisation model which maps the energy system of Germany in terms of cross-linked processes from primary energy supply to energy services. A large number of technological options are included along with the corresponding emissions and costs as well as possible networks of energy fluxes. In addition, general political set-ups are considered.

Within the model, the energy system is mapped in such a way that the demands for energy services are fulfilled; equilibria are formed on various intermediate conversion levels (partial equilibrium model). Its time horizon is divided into five-year intervals. Each time interval is optimised by taking into account the past stock change resulting from all previous periods in a separate dynamic program module. Thus, the model does not follow a perfect foresight approach, where the model in principle “knows” all the future parameters and boundary conditions. Perfect foresight models can react on exogenously given future changes in advance of these changes taking place (e.g. prices of energy carriers, climate gas reduction policy). Well-known energy systems models that employ a perfect foresight optimisation approach are MARKAL and MESSAGE. The time-step model is, however, myopic and does not take into account future changes in each optimisation step. It is thus a model in which prognosis and projection have a more realistic character. Due to its myopic character, the model is well-suited to examine reactions on various energy price scenarios, including sudden changes like a price shock.

Besides limitations on quantities of imported energy carriers like coal, other restrictions based on domestic potentials for fossil and renewable energy carriers and the political framework set by the Federal Government form part of the model (e.g. the phase-out of nuclear energy). The

transport sector has received special attention in our analysis and has therefore been treated differently. In contrast to the other sectors, fuel taxes at the current level have been included in the transport sector to account for the correct relation of consumer and import prices. In addition, an elastic demand for transport has been incorporated.

Scenario Results

In the scenario analyses using the IKARUS model, high increases in the prices of mineral oil, natural gas and imported hard coal lead to a significant reduction in primary energy consumption (see Figure S-1). Whilst primary energy consumption decreases by 19 % in the period from 2000 to 2030 in the reference price scenario, it drops by 24 % (high price scenario) and 20 % (spike scenario) in the price scenarios within the same time period. In comparison to the reference price scenario, this corresponds to a reduction of about 7 % and 2 % respectively. The decrease in the reference scenario is due to socio-economic data (e.g. population decline), sector-specific structural change in the industry and in the commercial sector as well as autonomous technological progress that leads to an increase in energy efficiency. However, there is also a systematic effect due to the accounting of TPES according to the physical energy content method. The phase-out of nuclear power and the simultaneous increase of the share of renewables result in a reduction of TPES. The differences between the two price scenarios can above all be traced back to the relaxation effect in the spike scenario, whereby the implementation of measures which conserve primary energy markedly decreases following the subsidence of the price shock after 2015. The degree of freedom for adaptation and in particular for the observed relaxation effects depends largely on technical lifetimes which differ for the different sectors.

Figure S-1 Total primary energy supply (PJ) in the reference, high price and spike scenario



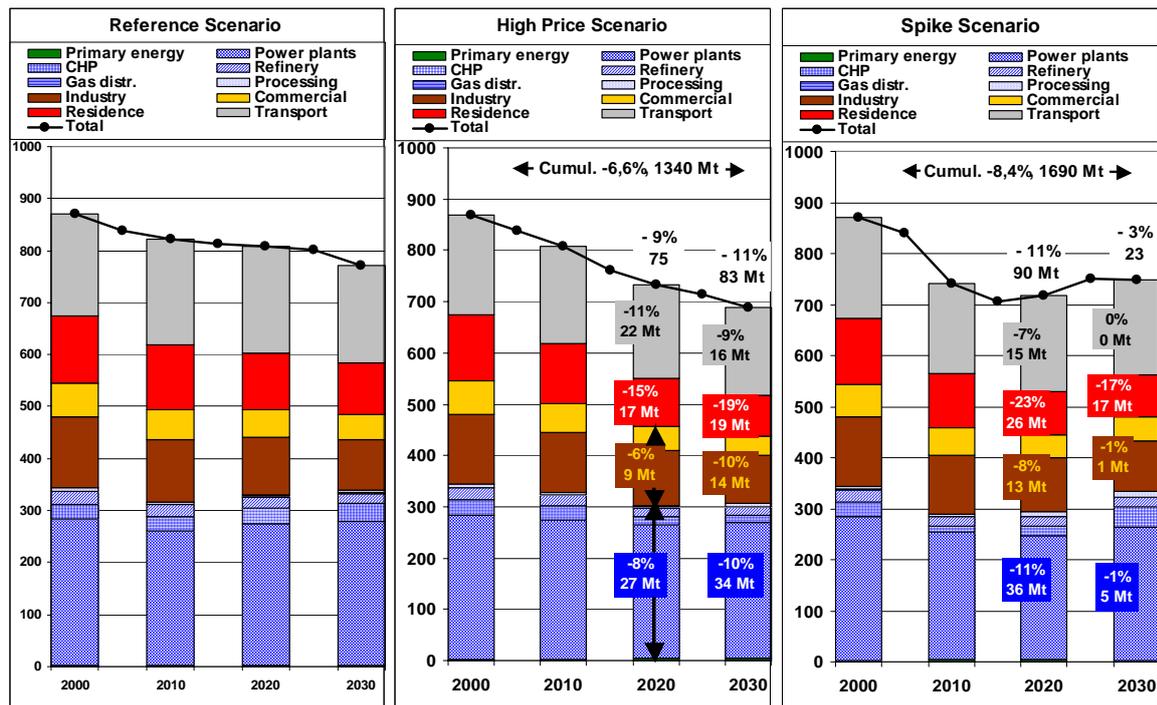
Sources: Calculations Forschungszentrum Jülich

In comparison to the reference scenario, there is a significantly reduced application of oil products and especially natural gas (up to -30 %) in the price scenarios. The use of domestic lignite temporarily increases with increasing import prices. However, at the end of the time horizon it equals the level of the reference scenario again, as a result of the limited availability of lignite whose potential is already fully utilised in the reference scenario in 2030. In spite of price increases, the use of hard coal rises up to 7 % in the period 2030. Even domestic hard coal, which is currently not competitive and is highly subsidised, is used again to a limited extent in the price scenarios. An interesting feature of the price scenarios is that domestic lignite is not only used in the conversion sector for electricity production, but also for coal liquefaction, serving as a backstop technology after 2010, corresponding to a break-even price of crude oil of approximately 54 US \$₂₀₀₀/bbl. However, the share of coal liquefaction remains relatively small (about 90 PJ of lignite corresponding to about 1 million tons of oil products).

An important aspect of higher prices for fossil energy carriers is the impact on emissions, in particular carbon dioxide. In the reference price scenario CO₂ emissions fall by almost 100 million tons per year in the period from 2000 to 2030 (this corresponds to a reduction of about 11 %). The following effects on the abatement of CO₂ emissions result from the scenario analyses using the IKARUS model (see Figure S-2):

- The CO₂ emissions in the industry sector are generally inelastic with regard to both energy price levels.
- High energy prices produce significant emission abatements, above all in the residential, transport and commercial sectors.
- In contrast, high energy prices in the electricity production sector only produce comparatively low CO₂ abatements. These can predominantly be attributed to the systematic increase in electricity production from renewable energy sources (mainly wind and biomass), although they are partly compensated by an increasing trend towards coal-fired electricity production. Electricity production from natural gas is strongly reduced at the same time.
- High energy prices lead to an increase in the share of renewable energies within TPES (see Figure S-1). In the high price scenario, this enhancement is in particular the result of a substantial use of biomass and wind, and, to a lesser extent, an increase in biofuels in the transport sector. In the spike scenario, the use of renewable energy carriers triples in comparison to the reference scenario and reaches a level of about 1100 PJ in the period to 2015. The energetic use of biomass (mainly in heating and CHP plants) plays an important role in this scenario.

The trends that vary between sectors also need to be emphasised. High energy prices lead to significant emission abatements, above all in the residential, transport and commercial sectors. In the residential and commercial sectors this reduction of CO₂ emissions is due to technical measures only; in the transport sector it includes effects from an elastic demand as well. It should be noted that the two high price alternatives affect measures in very different ways over time. The annual emission savings in 2030 are markedly higher in the high price scenario than in the spike scenario. Greater emission savings are, however, temporarily achieved in the spike scenario; cumulatively, these lead to a significantly higher reduction of CO₂ emissions in the spike scenario (1690 Mt) than in the high price scenario (1340 Mt), since they are realised sooner.

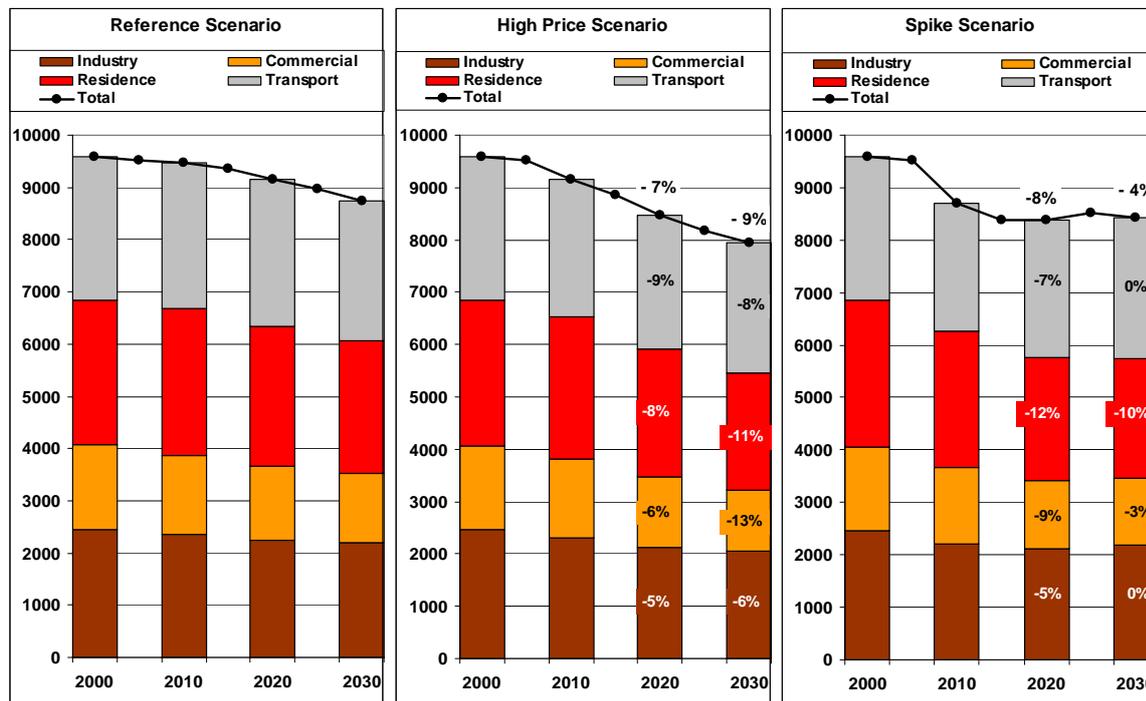
Figure S-2 CO₂ emissions (Mt) in the reference, high price and spike scenario

Source: Calculations Forschungszentrum Jülich

The energy savings in the end-use sectors are somewhat higher (up to -10 %) than for the primary energy consumption (up to -7 %) in the two price scenarios (see Figure S-3). In particular, the use of natural gas and oil products decreases as a result of the higher price levels.

The contribution of each sector to final energy savings shows sizeable differences. In general the residential sector contributes the most to these savings followed by the transport, commercial and industry sectors. Again, the reduction of final energy consumption is due to technical measures and in addition an elastic demand for transport. The lifetime of technical measures is an important criterion of whether the energy saving will persist in the long run or whether corresponding relaxation effects will occur. In the spike scenario, the final energy consumption of industry and transport adjusts to the reference scenario again up to 2030 on the one hand. On the other hand, the savings remain preserved in the household sector and partly so in the commercial sector. This is mainly due to improvements to the thermal insulation of buildings whose technical lifetimes are beyond 30 years and show therefore a corresponding long-term effect.

Figure S-3 Final energy consumption (PJ) in the reference, high price and spike scenario



Source: Calculations Forschungszentrum Jülich

The additional thermal savings in the residential sector lead to a decrease in useful energy demand of about 150 PJ in the high price scenario in 2030. This corresponds to a decline of approximately 10 % compared to the reference scenario. In the spike scenario, the reduction of useful energy consumption in the residential sector occurs more quickly and its impact on the demand for useful energy is also greater (–170 PJ in 2030).

Analysis using the ELIAS Electricity Sector Model

Complementary to the model analysis in the IKARUS model, a sector analysis of electricity production was undertaken using the ELIAS model. ELIAS is based on microeconomic considerations determining the investments of economic subjects. These include, for instance, the implementation of the emissions trading scheme or the German Renewable Energy Act (EEG).

Model Description

The ELIAS (Electricity Investment Analysis) model focuses on the electricity sector, since this sector contributes substantially to overall emissions and major investments are necessary in the years ahead due to the nuclear phase-out as well as the decommissioning of old power plants. The power sector is characterised by a long-living capital stock; today's investments will significantly influence future emissions. ELIAS allows for the evaluation of political instruments which influence the future technology mix in the power sector. Political instruments can be represented in great detail to enable the comparison of diverse design options, e.g. different allocation rules within the emissions trading scheme.

The ELIAS model calculates the amount of new capacity to be added in the electricity sector on the basis of a stock-exchange approach, identifying power plants which will come to the

end of their useful life and the expected development of the electricity demand. The ensuing capacity gap is covered by investment in new power plants. It is assumed that the economic subjects invest in the technologies with the lowest average electricity production costs. The calculation of electricity production costs takes into account fixed and variable costs, fuel prices as well as costs and benefits resulting from political instruments such as the emissions trading scheme or the German CHP Act (KWKG).

In the real world, investment is not limited to the one cheapest technology; to avoid the so-called penny-switching effect, the construction of power plants that do not constitute the cheapest option are also contained within the model, with decreasing capacities depending on the electricity production cost difference to the cheapest option. The construction of certain technologies may be restricted within the model. This is the case, for example, in hydro energy or lignite mining, which are limited by available resources. It is assumed that no new nuclear power plants will be built in Germany.

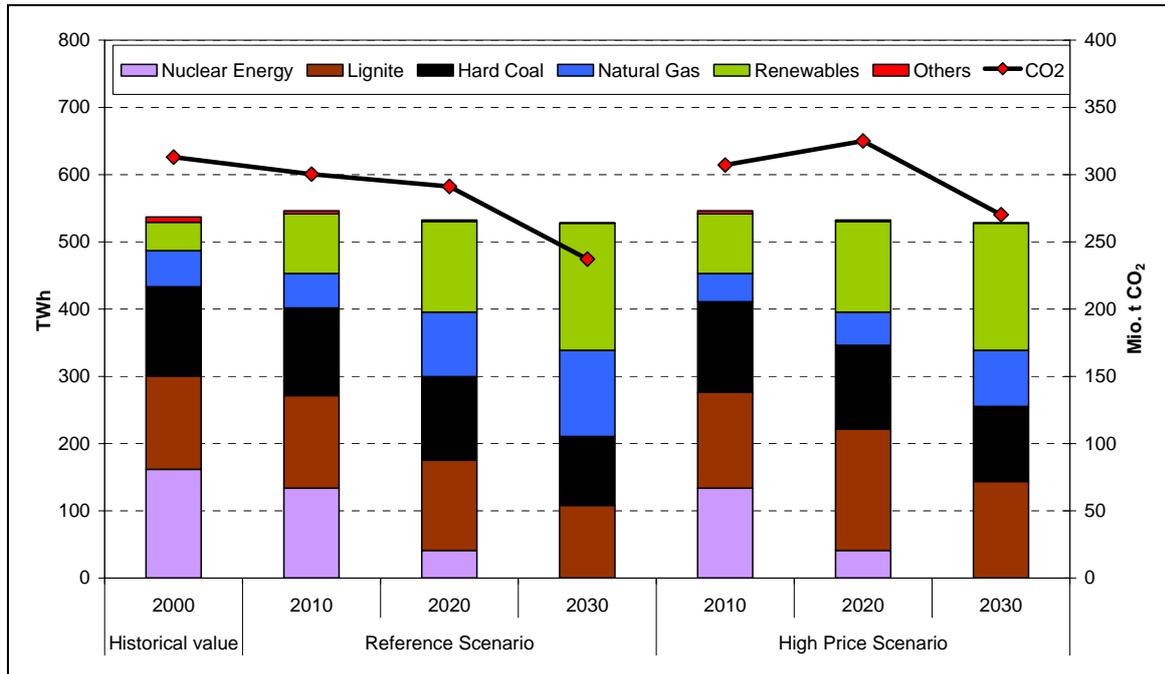
The reference and the high price scenarios have been modelled using the ELIAS model. Since ELIAS is a model based on *perfect foresight*, the spike was not modelled since it would not lead to meaningful results.

Scenario Results

It is assumed that the systematic increase of electricity production from renewable energies will follow the goals discussed (politically) up to now and that the corresponding support measures are adapted in the course of time to increase the electricity production from renewable energies to almost 190 TWh in 2030. The development of CO₂ emissions in all scenarios is largely characterised by this increase of renewables in combination with the nuclear phase-out.

- In the reference price scenario when it is assumed that allocation to new entrants continues according to the approach adopted in the first trading period (2005-2007) in Germany in the allocation of carbon credits (fuel-specific allocation and long-term allocation guarantees), CO₂ emissions decrease relatively steadily over time. In 2030, the level of CO₂ emissions is around 75 million tons under the value of 2000 (see Figure S- 4).
- In the high price scenario, CO₂ emissions decline by around 6 million tons by 2010, rising again by 18 million tons by 2020 – caused by the phasing-out of nuclear energy and the diminishing attractiveness of natural gas-fired electricity production – and declining once again after that by around 55 million tons in the period up to 2030 (this corresponds to an overall emission reduction of 43 million t CO₂ in comparison to 2000).

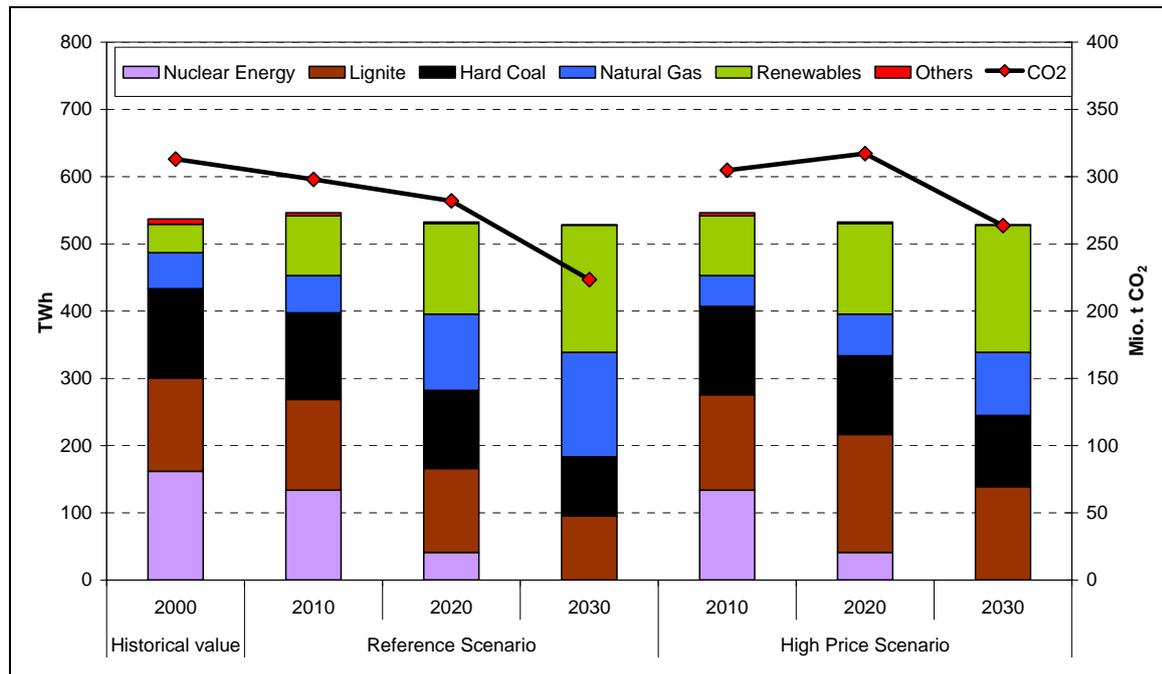
Figure S-4 Net electricity generation and CO₂ emissions for the reference and high price scenario assuming current ETS allocation provisions



Source: Calculations Öko-Institut

- In the reference price scenario when an ideal type of emissions trading scheme is assumed in which emission allowances for new entrants is auctioned, CO₂ emissions fall by around 90 million t CO₂ in the period up to 2030 vis-à-vis the year 2000 (see Figure S-5).
- In the high price scenario emission reductions are significantly lower even if auctioning is assumed (the reduction is – compared to the scenario with reference prices and auctioning - roughly 50 Mt CO₂ lower) and comparable to the high price scenario under current allocation rules.

Figure S-5 Net electricity generation and CO₂ emissions for the reference and high price scenario assuming an ETS with full auctioning



Source: Calculations Öko-Institut

Changes in the levels of emissions are essentially due to the economic situation of coal- and natural gas-fired electricity production on the one hand and the economic attractiveness of cogeneration on the other hand.

In the high price scenarios, the economic attractiveness of natural gas-fired electricity production declines markedly. Electricity production from natural gas doubles in the reference price scenario when the allocation model is applied that is currently used, and triples when auctioning is introduced. Yet natural gas-fired electricity production only slightly increases in the high price scenarios, even when full pricing of CO₂ emissions takes place.

In contrast, the share of electricity produced via CHP increases when energy prices rise and full CO₂ pricing occurs; its share in terms of the total electricity production expands to significantly more than 20 % in 2030.

Against the background of the fact that the result structures of the IKARUS model calculations (for the sub-segment of electricity production) are partly very similar to, and partly diverge markedly from, the ELIAS calculations with regard to the basic alternatives, a series of sensitivity calculations were carried out to reduce such differences and to quantify the effect of different parameters on the results.

The first sensitivity analysis for the purpose of the ELIAS model calculations addresses the differences in imputed interest rates. Whilst an entitlement to an interest rate of 10 % or more must be applied in microeconomic analyses, macroeconomic model calculations are based on imputed interest rates of around 5 %. Variations of these parameters lead to deviant results in the range of 10 million t CO₂ in 2030.

A second sensitivity analysis concerns the development of electricity production from renewable energies, when that production is not exogenously determined, but rather

subordinated to microeconomic considerations, of which the support mechanism of the German Renewable Energy Act (EEG) continues to be the most important general condition. Given that EEG compensation rates are orientated to the costs of electricity production from renewable energies, there is only a marginal difference in such an approach between the total level of electricity production from renewable energies in the reference price scenario and the high price scenario, when the CO₂ costs of new entrants - as in the current German allocation model - are largely ignored in investment decisions. This situation is fundamentally changed when the attractiveness of investments in new fossil-fuelled power stations is significantly diminished due to full CO₂ pricing. The production level of regenerative power plants significantly increases as a result.

A third sensitivity analysis focuses on the technological parameters used. Therefore the parameters used in the model IKARUS were used in the model ELIAS. We could observe that the share of CHP projected using ELIAS were higher than forecasted by the IKARUS model even when the parameters of IKARUS power plants were used in ELIAS. Moreover the share of natural gas in overall power production was higher; this can partly be attributed to the different treatment of CHP as well because in ELIAS CHP benefits of a bonus corresponding to the amount of heat sold. This bonus can partly compensate the rising costs for energy carriers. These systematic differences are due to the different model philosophies. The resulting CO₂-emissions are nevertheless at a comparable level in 2030.

In contrast to the housing and transport sector high energy prices do not lead to significant reduction of GHG emissions in the power sector. In general, CO₂ emissions are higher in the high energy case than in the reference scenario, but a reduction in comparison with the base year is still achieved as a result of the increase of renewables and CHP in power production. By contrast, the power sector reacts very sensitively to the pricing of CO₂ emissions; especially in the reference price scenario a change in the design of the emissions trading scheme (auctioning in the place of fuel specific allocation) can lead to a substantial reduction of emissions.