

Januar bis Juni

Bericht über das erste Halbjahr 2006

- Betriebliches Konzernergebnis um 19 % verbessert
- Nettoergebnis um 16 % gesteigert
- Nettofinanzschulden mit 9,5 Mrd. € weiter auf niedrigem Niveau
- Risiken durch deutsche Netzregulierung noch nicht vollständig abschätzbar

Auf einen Blick

Eckdaten des RWE-Konzerns		Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
Außenumsatz	Mio. €	24.331	20.727	17,4	41.819
Deutschland	Mio. €	13.817	11.476	20,4	23.038
Außerhalb Deutschlands	Mio. €	10.514	9.251	13,7	18.781
EBITDA	Mio. €	5.072	4.439	14,3	8.324
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	4.104	3.455	18,8	6.201
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern ¹	Mio. €	2.663	2.396	11,1	3.696
Nettoergebnis	Mio. €	1.659	1.427	16,3	2.231
Ergebnis je Aktie	€	2,95	2,54	16,1	3,97
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	3.359	2.965	13,3	5.304
Investitionen	Mio. €	1.661	1.437	15,6	4.143
In Sachanlagen	Mio. €	1.590	1.339	18,7	3.667
In Finanzanlagen	Mio. €	71	98	-27,6	476
Free Cash Flow ²	Mio. €	1.769	1.626	8,8	1.637
		30.06.06	31.12.05		
Nettofinanzschulden	Mio. €	9.450	11.438	-17,4	
Mitarbeiter ³		85.443	85.928	-0,6	

1 Angepasste Vorjahreszahlen (siehe S. 14 und S. 41)

2 Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit abzgl. Investitionen in Sachanlagen

3 Umgerechnet in Vollzeitäquivalente

»Unser Energiegeschäft entwickelt sich weiter positiv. Allerdings ist der volle Umfang der Risiken aus der deutschen Netzregulierung noch unklar.«

Liebe Investoren und Freunde des Unternehmens,

auch im zweiten Quartal 2006 hat sich die gute Geschäftsentwicklung fortgesetzt. Damit können wir Ihnen eine erfreuliche Halbjahresbilanz vorlegen. Wegen saisonaler und anderer Effekte lassen sich das betriebliche Ergebnis und das Nettoergebnis jedoch nicht auf das Gesamtjahr hochrechnen. Außerdem ist der volle Umfang der Risiken aus der deutschen Netzregulierung noch unklar. Diese hatte im ersten Halbjahr noch keine Auswirkungen auf unser Ergebnis. Nachdem wir Sie bereits Ende 2004 erstmals auf anstehende regulatorische Risiken aufmerksam gemacht haben, liegen uns für den Großteil unserer deutschen Stromnetze immer noch keine Tarif-Entscheidungen der Regulierungsbehörde vor. Die sechsmonatige Frist für die Genehmigung der Netzentgelte im Strombereich war bereits Anfang Mai verstrichen. Erst vor wenigen Tagen haben wir zunächst die Entscheidung der Bundesnetzagentur für unsere Stromtransportnetze auf der Höchstspannungsebene erhalten. Auf Seite 13 erläutern wir Ihnen Details zu diesem ersten Bescheid. Wie sich die Netzregulierung insgesamt für uns auswirkt, werden wir in den kommenden Monaten abschätzen können. Erst danach ist absehbar, welche Gegenmaßnahmen wir auf der Kostenseite ergreifen müssen.

Nun zu den wesentlichen Eckdaten des ersten Halbjahres:

- Das betriebliche Ergebnis haben wir um 19 % gesteigert. Alle Unternehmensbereiche erzielten zweistellige Zuwächse – mit Ausnahme des Wassergeschäfts. Hier haben wir unsere Maßnahmen zur Modernisierung des Londoner Leitungsnetzes intensiviert. Weitere Belastungen ergaben sich aus der anhaltenden Trockenheit in Südengland.
- Das Nettoergebnis legte um 16 % zu. Der starken operativen Entwicklung stand ein deutlich verringertes neutrales Ergebnis gegenüber.
- Die Nettoverschuldung konnten wir – auch nach hohen Dividendenzahlungen im April – mit 9,5 Mrd. € auf dem niedrigen Niveau des ersten Quartals halten.

Trotz der erwähnten Risiken erwarten wir für das Geschäftsjahr 2006 fortgesetztes Ergebniswachstum. Damit stehen auch die Vorzeichen für eine attraktive Dividende günstig.

Mit freundlichem Gruß



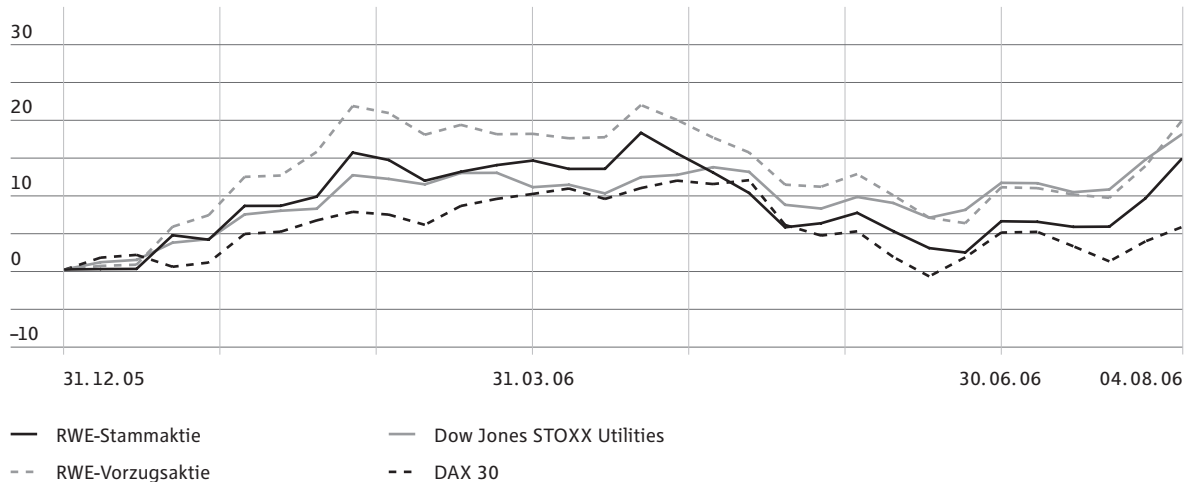
H. J. M. Roels
Vorstandsvorsitzender der RWE AG

Essen, im August 2006

RWE-Aktien trotz schwachem zweiten Börsenquartal deutlich im Plus

Performance der RWE-Aktien im Vergleich zu den Indizes DAX 30 und Dow Jones STOXX Utilities

in %



Nach starkem ersten Quartal haben die Aktienmärkte wieder etwas an Boden verloren. Deutschlands Leitindex DAX 30, der am 9. Mai mit 6.141 Punkten seinen Jahreshöchststand erreicht hatte, rutschte in den folgenden Wochen auf 5.292 Punkte ab und büßte damit 14 % seines Wertes ein. Zum Halbjahresende schloss er leicht erholt mit 5.683 Punkten. Gegenüber dem Schlusskurs 2005 verzeichnete er damit ein Plus von 5 %. Der Index der wichtigsten Aktien im Euroraum, Dow Jones Euro STOXX 50, erreichte im gleichen Zeitraum eine Performance von 4 %. Im Frühjahr hatten zunehmende Übernahmeaktivitäten und optimistische Konjunkturerwartungen die Kurse beflügelt. Im Mai und Juni verstärkte sich der Einfluss dämpfender Faktoren: Besonders die Zinsanhebungen der Notenbanken in den USA und im Euroraum drückten auf die Stimmung. Außerdem mehrten sich die Anzeichen für eine Abkühlung der US-Konjunktur. Als dauerhafte Belastung erwies sich auch die Hausse an den Rohölmärkten. Diese hat sich nach Ablauf des Berichtszeitraumes wegen der Zuspitzung des Nahostkonflikts weiter verstärkt. Die anziehenden Ölpreise und zunehmenden geopolitischen Risiken haben die Börsen im Juli abermals auf Talfahrt geschickt. Der DAX fiel zwischenzeitlich hinter den Stand zum Jahresende 2005 zurück, hat sich zuletzt aber wieder erholt.

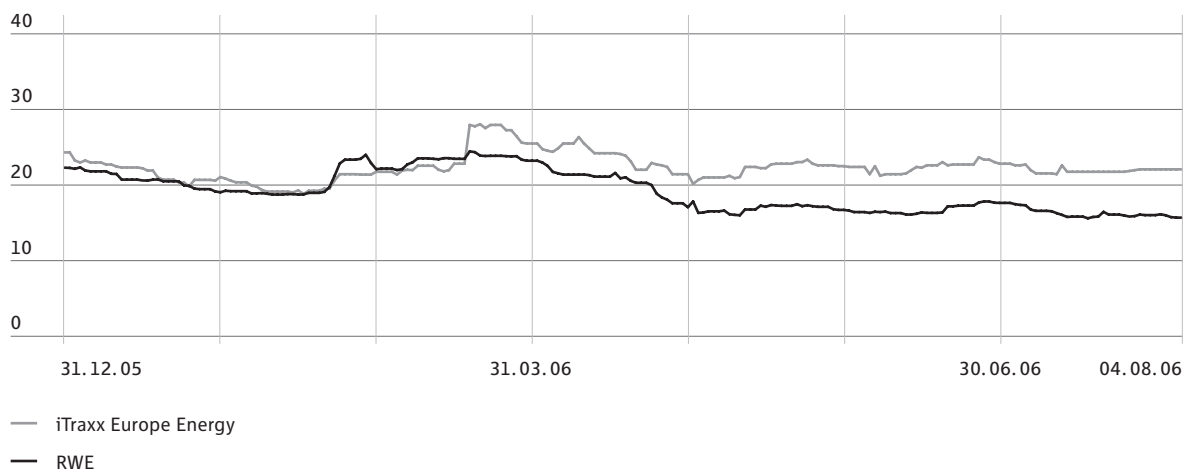
Die **RWE-Aktien** entwickelten sich im ersten Halbjahr etwas besser als der Gesamtmarkt. Am 30. Juni 2006 schlossen die Stämme mit 65,05 €. Sie kommen damit auf eine Performance (Rendite inkl. Dividende) von 7 %. Die RWE-Vorzüge legten auf 58,89 € zu, was einer Performance von 11 % entspricht. Besonders das erste Quartal war von hohen Kursgewinnen geprägt. Wegen der guten Ertragsperspektiven in der deutschen Stromerzeugung hatten führende Analysten ihre Bewertung von RWE nach oben angepasst. Übernahmepläne und Fusionsvorhaben im europäischen Versorgersektor sorgten für zusätzliche Kursdynamik. Am 22. Februar erreichten die RWE-Stämme mit 74,64 € ein neues Allzeithoch. Im zweiten Quartal gaben die Kurse aber wieder deutlich nach. Auslöser war ein zwischenzeitlicher Strompreissrückgang am Großhandelsmarkt, der auf einem Einbruch der Notierungen für CO₂-Emissionszertifikate beruhte. Hinzu kam, dass

die Ergebnisrisiken aus der Regulierung des deutschen Strom- und Gasnetzgeschäfts immer deutlicher zu Tage traten. Kursdämpfende Einflüsse gingen zudem von den steigenden Zinsen aus, durch die sich die Attraktivität eines Investments in Anleihen erhöhte. Diese werden häufig als Substitute für Versorgeraktien eingestuft. Nach Ablauf des Berichtszeitraums haben die RWE-Aktien wieder angezogen. In der ersten Augustwoche schlossen die Stämme knapp über der 70-Euro-Marke.

Auch die **Anleihemärkte** standen zunächst im Zeichen verstärkter Übernahme- und Fusionsaktivitäten. Dies führte insbesondere im Versorgersektor zu Verunsicherung, da kreditfinanzierte Übernahmen negative Auswirkungen auf die Bonitätseinstufungen der akquirierenden Unternehmen haben können. Im zweiten Quartal sind diese Einflüsse aber zunehmend in den Hintergrund getreten. Zuletzt waren die Anleihemärkte vor allem durch die Zinsanhebungen der Notenbanken in den USA und im Euroraum geprägt. Besitzer festverzinslicher Papiere haben dadurch Kursverluste hinnehmen müssen. Auch die RWE-Euro-Anleihen wurden zeitweise mit niedrigeren Kursen gehandelt. Unsere Bonität wird dagegen unverändert hoch eingestuft, wie die Entwicklung der Marktpreise für die Absicherung des RWE-Kreditrisikos über Credit-Default-Swaps (CDS) zeigt. Diese sind seit März deutlich gesunken. Anfang August lagen sie um sechs Basispunkte unter dem Niveau Ende 2005. Der europäische CDS-Branchenindex iTraxx Europe Energy ist im gleichen Zeitraum um zwei Basispunkte zurückgegangen. Auch die führenden Rating-Agenturen halten unsere Kreditwürdigkeit für unverändert hoch. Moody's und Standard & Poor's haben im Juli 2006 unser A1 bzw. A+ Rating bestätigt.

Unsere Kapitalmarktfälligkeiten für das laufende Geschäftsjahr betragen 0,7 Mrd. €. Wir werden sie bis Ende August zurückzahlen, ohne Refinanzierungsmaßnahmen zu treffen.

**Entwicklung des fünfjährigen RWE-Credit-Default-Swaps (CDS)
im Vergleich zum CDS-Branchenindex iTraxx Europe Energy**
in Basispunkten



Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Robuste Konjunktur in den RWE-Kernmärkten

Die Weltwirtschaft setzte im ersten Halbjahr 2006 ihren Expansionskurs fort. Hinreichende Liquiditätsspielräume der Wirtschaft, hohe Vermögenswerte und eine gute Ertragslage der Unternehmen überlagerten den negativen Einfluss steigender Ölpreise. Allerdings machen sich inzwischen die bremsenden Einflüsse der jüngsten Zinserhöhungen bemerkbar. In unseren Kernregionen zeigte sich folgendes Bild:

- Das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) der Eurozone lag im ersten Halbjahr 2006 um geschätzte 2 % über dem Vergleichswert für 2005. Damit setzte sich die Erholung des Vorjahres fort. Das Wachstum der Binnennachfrage wurde von den Anlageinvestitionen und zunehmend auch vom privaten Konsum getragen. Positiv wirkte die leichte Belebung am Arbeitsmarkt.
- In Deutschland hat sich der Wachstumsrückstand gegenüber den übrigen Euro-Staaten verringert. Nach Schätzungen stieg das reale BIP im ersten Halbjahr um 1,8 %. Positive Impulse aus Außenhandel und Industrieproduktion übertrugen sich über die Ausrüstungsinvestitionen auf die Binnennachfrage. Der bislang schwache Inlandsverbrauch hat sich leicht belebt.
- Nach einer kurzen Schwächephase im zweiten Halbjahr 2005 hat die Wirtschaft Großbritanniens wieder etwas an Schwung gewonnen. Das reale Wachstum wird auf 2,5 % veranschlagt. Die gute Ertragslage im Unternehmenssektor schlug sich in einer Belebung der Investitionen nieder.
- In den EU-Märkten Zentralosteuropas blieb die wirtschaftliche Dynamik hoch. Die meisten dieser Staaten profitieren davon, dass sie international wettbewerbsfähiger geworden sind. Folge sind hohe Wachstumsraten besonders in der Industrieproduktion und beim Export.
- Die Konjunktur in den USA hat sich nach dynamischem Jahresbeginn wieder etwas abgekühlt. Niedrige reale Einkommens- und Vermögenszuwächse dämpften das Konsumklima. Ein weiterer Faktor war die restriktive Geldpolitik der US-Notenbank, die zu einer Verteuerung von Konsumentenkrediten und einer Erhöhung der Refinanzierungskosten von Unternehmen geführt hat. Das reale US-Wachstum im ersten Halbjahr wird auf 3,6 % veranschlagt.

Die hier dargestellten Konjunkturbewegungen in unseren Kernmärkten hatten allerdings nur begrenzte Auswirkungen auf unsere operative Geschäftsentwicklung. Der Energieverbrauch reagiert auf Änderungen des BIP generell unterproportional. Die wirtschaftliche Dynamik schlägt sich vor allem in der Nachfrage von Industrieunternehmen nieder. Bei Haushalten hängt der Energieverbrauch hauptsächlich von den Witterungsverhältnissen ab. Noch geringer sind die Konjunktüreinflüsse auf den Wassersektor.

Strom- und Gasverbrauch witterungsbedingt über Vorjahr

Kalte Wintertemperaturen haben im ersten Halbjahr 2006 den Energieverbrauch in unseren Kernmärkten angeregt. Auch die expandierende Industrieproduktion schlug sich in einem Mehrbedarf nieder. Allerdings dämpfte das hohe Energiepreisniveau den Nachfrageanstieg.

In Deutschland lag der Stromverbrauch um 1 % über Vorjahresniveau. Grund war die gute Industriekonjunktur. Außerdem wurde mehr Heizstrom benötigt. Stark angezogen hat die Nachfrage nach Erdgas. Hier legten die Mengen um 9 % zu. Das ist Folge des erheblich größeren Heizwärmebedarfs.

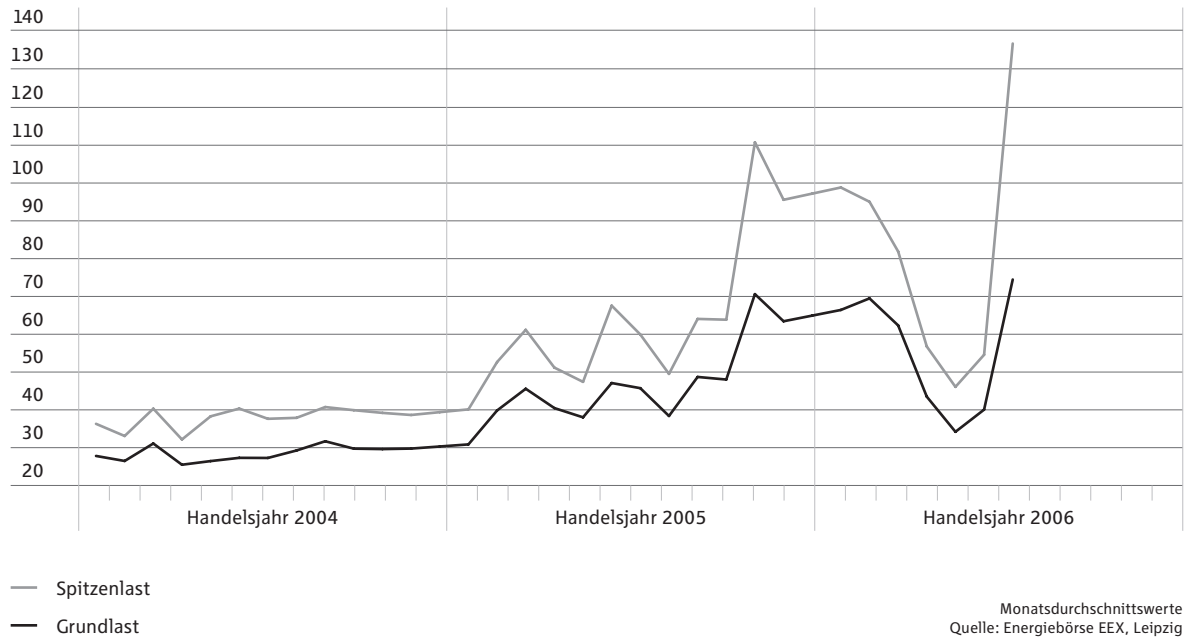
In Großbritannien ist der Stromverbrauch ebenfalls um 1 % angestiegen. Hier war der Temperaturunterschied zum Winter 2005 noch größer als auf dem Kontinent. Die konjunkturelle Entwicklung trug dagegen nur geringfügig zum Nachfrageanstieg bei. Trotz des hohen Heizwärmebedarfs wurde in Großbritannien insgesamt weniger Gas verbraucht. Ausschlaggebend war, dass britische Stromerzeuger wegen der hohen Preise von Kraftwerksgas ihre Produktion auf andere Energieträger verlagert haben.

In unseren zentralosteuropäischen Märkten haben kalte Temperaturen und die günstige Konjunktorentwicklung deutliche Nachfrageeffekte ausgelöst. Der Stromverbrauch in der Slowakei erhöhte sich um über 2 %. Polen und Ungarn verzeichneten einen noch stärkeren Verbrauchszuwachs. Stark angezogen hat die Nachfrage nach Gas. In unserem Kernmarkt Tschechien lagen die Mengen um knapp 7 % über dem Niveau des ersten Halbjahres 2005.

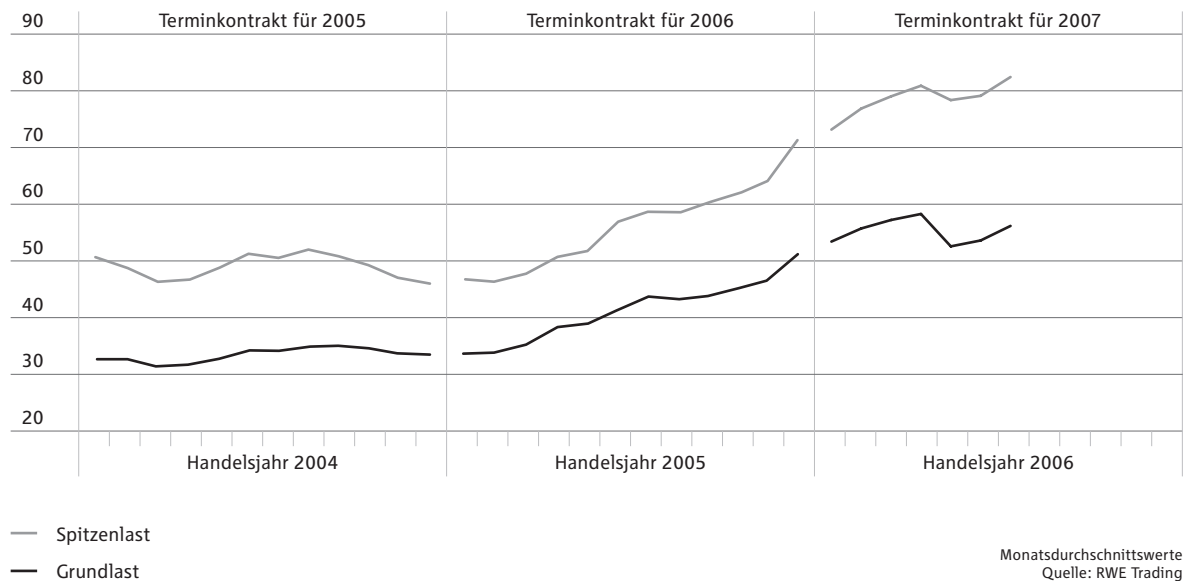
Brennstoffkosten treiben die Strompreise

Die Hausse an den europäischen Strommärkten hat sich 2006 fortgesetzt. In erster Linie haben dazu die gestiegenen Brennstoffpreise beigetragen. Auch Kosten für die in der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern benötigten CO₂-Emissionszertifikate schlugen sich in den Stromnotierungen nieder. Im kurzfristigen Spothandel machte sich außerdem der kalte Winter bemerkbar. Nach Ablauf des Berichtszeitraums führten Beeinträchtigungen der Stromerzeugung durch extreme Hitze und Trockenheit zu massiven Preisausschlägen.

Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Deutschland
in €/MWh



Ein-Jahres-Terminpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Deutschland
in €/MWh



Der deutsche Strommarkt folgte dem europäischen Preistrend. Im Spothandel an der Leipziger Energiebörse EEX wurden Grundlastkontrakte im ersten Halbjahr 2006 mit durchschnittlich 52 € je Megawattstunde (MWh) abgerechnet. Gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres ist das ein Plus von 30 %. Spitzenlaststrom verteuerte sich um durchschnittlich 35 % auf 71 €. Auch am Terminmarkt lagen die Notierungen weit über Vorjahresniveau. Der 2007er Kontrakt für Grundlaststrom wurde zeitweise mit über 60 € je MWh gehandelt. Ende April sorgte allerdings ein Preiseinbruch im CO₂-Emissionshandel für eine vorübergehende Abkühlung. Der Strompreis für 2007 fiel innerhalb weniger Tage auf unter 50 €. Inzwischen hat er diese Marke aber wie-

der deutlich überschritten. Zurückzuführen ist das auf die zuletzt wieder etwas höheren Notierungen für Steinkohle und Emissionszertifikate. Im Juli haben auch die witterungsbedingt stark gestiegenen Spotpreise den Terminmarkt beeinflusst.

RWE verkauft ihre Erzeugung fast ausschließlich auf ein oder mehrere Jahre im Voraus. Für unsere aktuellen Erlöse ist daher die Preisentwicklung des Lieferkontraktes für 2006 maßgeblich, der in den beiden Vorjahren (2004 / 2005) von den Marktteilnehmern mit durchschnittlich 38 € je MWh Grundlaststrom gehandelt wurde. Der Vergleichswert für den 2005er Kontrakt hatte bei 31 € gelegen. Das entspricht einer Verteuerung von über 20 %.

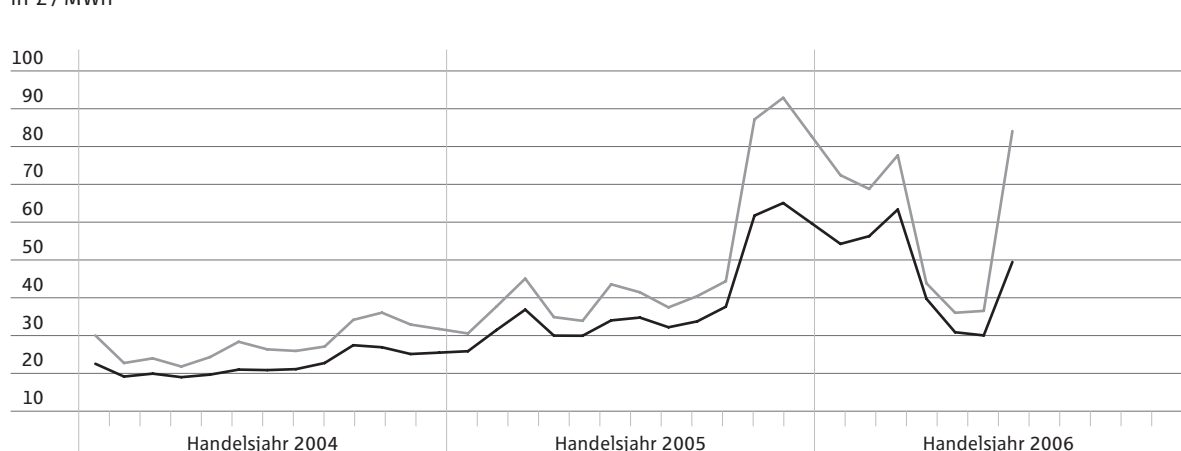
Die Strompreise für deutsche Endkunden und Weiterverteiler spiegeln die Entwicklung am Großhandelsmarkt wider. Wegen stark erhöhter Strombeschaffungskosten und gesteigener Belastungen aus dem Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien haben die Versorger ihre Entgelte in allen Kundensegmenten angehoben. Die Preise für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe sind in Deutschland um durchschnittlich 4 % gestiegen. Industrieunternehmen mussten im Schnitt 15 % mehr bezahlen. Bei Lieferungen an diese Kundengruppe ist der Anteil der Strombeschaffungskosten am Gesamtpreis besonders hoch.

Die Strompreise in Großbritannien zeigten ein ähnliches Verlaufsmuster wie in Deutschland, lagen aber insgesamt auf höherem Niveau. Am Spotmarkt wurden Grundlastkontrakte im ersten Halbjahr mit durchschnittlich 46 £ (67 €) je MWh gehandelt. Das sind 45 % mehr als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Spitzenlaststrom verteuerte sich um 48 % auf 56 £ (82 €). Neben dem Emissionshandel und der kühlen Witterung kam vor allem das hohe Gaspreisniveau zum Tragen. In Großbritannien spielen Gaskraftwerke eine wesentlich wichtigere Rolle für die Strompreisbildung als in den meisten Ländern Kontinentaleuropas.

Auch am britischen Terminmarkt wurden Rekordpreise erreicht. Wer sich im Großhandel für das Jahr 2007 mit Grundlaststrom eindeckte, musste im April bis zu 57 £ (83 €) je MWh bezahlen. Durch den Preisrutsch im Emissionshandel und leicht rückläufige Gasnotierungen hat sich der 2007er Kontrakt allerdings wieder auf Werte knapp oberhalb von 50 £ verbilligt. RWE verkauft die Stromproduktion ihrer britischen Kraftwerke – ähnlich wie in Deutschland – mit einem Vorlauf von ein bis zwei Jahren. Die derzeitigen Erlöse am Großhandelsmarkt werden somit dadurch bestimmt, wie sich der Terminpreis für Lieferungen 2006 in der Vergangenheit entwickelt hat. In den beiden Vorjahren lag er bei durchschnittlich 35 £ (52 €) je MWh Grundlaststrom. Für den 2005er Kontrakt liegt der Vergleichswert bei 24 £ (36 €). Daraus ergibt sich ein Preisanstieg von 45 %.

Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Großbritannien

in £ / MWh

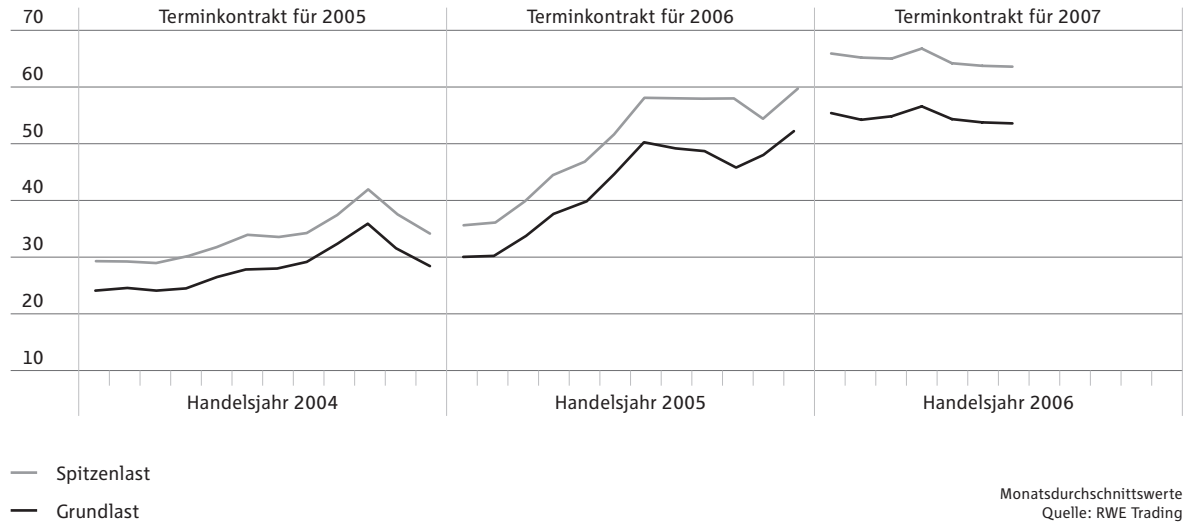


— Spitzenlast
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte
Quelle: RWE Trading

Ein-Jahres-Terminpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Großbritannien

in £ / MWh

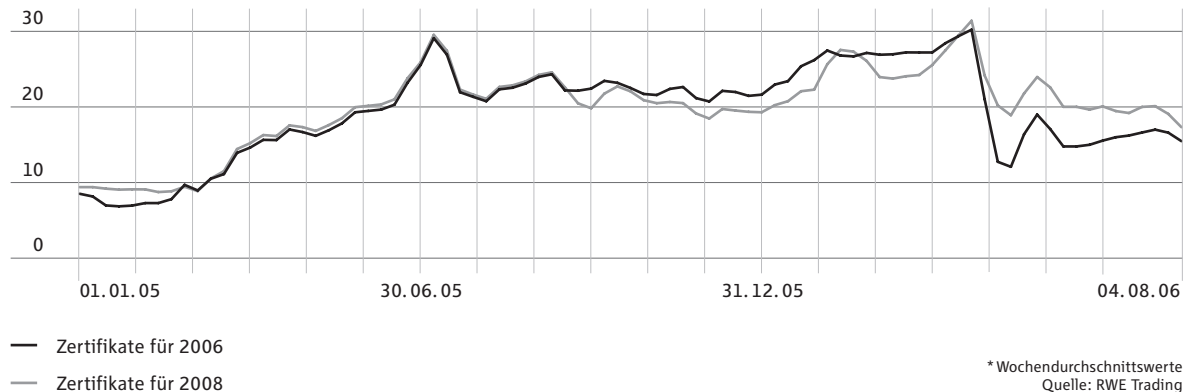


Die Entwicklung der britischen Großhandelsnotierungen war auch im Endkundengeschäft spürbar. Angesichts stark gestiegener Beschaffungskosten haben die meisten Stromversorger ihre Preise angehoben. Die durchschnittliche Stromrechnung von Haushalts- und Gewerbekunden lag im ersten Halbjahr 2006 um etwa 15 % über dem Niveau des Vergleichszeitraums 2005. Im Industrie- und Geschäftskunden-Segment fielen die Preissteigerungen deutlich höher aus. Dennoch kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Anbieter die gestiegenen Großhandelspreise vollständig an ihre Endkunden weitergeben konnten.

Steigende Strompreise sind auch in unseren zentralosteuropäischen Versorgungsgebieten zu beobachten, in denen noch keine entwickelten Großhandelsmärkte bestehen. Haushaltskunden in Ungarn, Polen und der Slowakei mussten im Halbjahresvergleich jeweils rund 5 % mehr bezahlen.

Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate*

in €/Tonne



CO₂-Emissionshandel: Preiseinbruch im zweiten Quartal

In den ersten vier Monaten 2006 hat vor allem der CO₂-Emissionshandel zum Anstieg der Strompreise beigetragen. Zertifikate für 2006, die zum Ausstoß von Kohlendioxid berechtigen, verteuerten sich auf bis zu 30 € je Tonne CO₂. Das hohe Preisniveau für Emissionszertifikate war u. a. Folge der stark gestiegenen Kosten für Kraftwerksgas. Diese veranlassten britische Erzeuger zu einer vermehrten Stromproduktion aus Steinkohle, die verglichen mit Gas höhere Emissionen verursacht. Die Marktteilnehmer rechneten deshalb verstärkt mit einer Knappheit der in der ersten Handelsperiode (2005–2007) verfügbaren CO₂-Zertifikate. Ende April 2006 stellte sich allerdings heraus, dass der CO₂-Ausstoß einzelner Staaten 2005 erheblich niedriger ausgefallen war als erwartet. Folge war der massivste Preiseinbruch seit Start des Emissionshandels. Innerhalb weniger Tage büßten die Zertifikate mehr als die Hälfte ihres Wertes ein. Seit Veröffentlichung der Emissionsbilanzen durch die EU-Kommission am 15. Mai (siehe S. 11) haben die CO₂-Preise wieder etwas angezogen. Experten führen das aktuelle Preisniveau u. a. darauf zurück, dass Anlagenbetreiber überschüssige Emissionsberechtigungen als Reserve zurückhalten, weil sie ihren Gesamtbedarf in der ersten Handelsperiode noch nicht hinreichend sicher abschätzen können. Im Durchschnitt des ersten Halbjahres wurden Zertifikate für 2006 mit 23 € je Tonne CO₂ gehandelt – gegenüber 14 € im Vergleichszeitraum 2005.

Öl- und Gaspreise auf Rekordniveau

Die Hausse am internationalen Ölmarkt setzte sich 2006 fort. Das Barrel Brent-Rohöl wurde im ersten Halbjahr mit durchschnittlich 66 US-\$ gehandelt. Das ist mehr als doppelt so viel wie im Durchschnitt der letzten zehn Jahre. Gegenüber dem Vergleichszeitraum 2005 hat sich Rohöl um 32 % verteuert. Hauptgrund ist die anhaltend hohe Nachfrage bei nur knappen freien Produktionskapazitäten der Ölförderstaaten. Daneben belasteten politische Unruhen in Nigeria und der Streit um das iranische Atomprogramm die Märkte. Zuletzt haben die Kriegshandlungen im Nahen Osten den Ölmarkt weiter angeheizt. Das Barrel Brent erreichte Mitte Juli Spitzenpreise von über 75 US-\$.

Die kontinentaleuropäischen Gasnotierungen folgen der Preisentwicklung am Ölmarkt mit einer Zeitverzögerung von durchschnittlich sechs Monaten. Die Grenzübergangspreise für Erdgas in Mitteleuropa sind deutlich angestiegen. Sie lagen im Halbjahres-Durchschnitt um etwa 45 % über dem Vergleichswert 2005. Diese Entwicklung zeigte sich auch in den Endkundenpreisen. Für Privathaushalte in Deutschland erhöhten sich die Entgelte um durchschnittlich 20 %, für Industriekunden um 29 %. In Tschechien legt eine unabhängige Regulierungsbehörde die Gaspreise quartalsweise fest. Sie orientiert sich dabei vor allem an den Notierungen am internationalen Ölmarkt und den maßgeblichen Wechselkursen. Die Preise für tschechische Haushaltskunden lagen um 26 % über dem Niveau des ersten Halbjahres 2005.

Am britischen Erdgas-Spotmarkt haben sich die Notierungen im Halbjahresvergleich sogar annähernd verdoppelt, was u. a. auf witterungsbedingte Mehrnachfrage und den Preiseinfluss der Rohölmärkte zurückzuführen ist. Hinzu kam, dass ein großer Gasspeicher des Landes wegen technischer Probleme zeitweise nicht genutzt werden konnte. Im zweiten Quartal hat sich die Lage am Gasmarkt wieder beruhigt. Die Verteuerung von Erdgas zeigte sich auch im Endkundengeschäft. Britische Haushaltskunden mussten im Halbjahresvergleich 20 % mehr bezahlen als 2005. Bei größeren Geschäftskunden fielen die Preisadjustierungen deutlich stärker aus.

Steinkohlepreise weiter auf hohem Niveau

Die Steinkohlepreise im Rotterdamer Spothandel haben im Jahresverlauf wieder angezogen. Mit durchschnittlich 61 US-\$ je metrischer Tonne (inkl. Fracht und Versicherung bis Rotterdam) konnten sie das Niveau des ersten Halbjahres 2005 aber nicht ganz erreichen. Die Seefrachtraten sind im langfristigen Vergleich immer noch hoch und bewegten sich im ersten Halbjahr 2006 in einem Korridor von 13 bis 15 US-\$ je Tonne für die Standardroute Südafrika-Rotterdam. Die Basisfaktoren – moderates Wachstum der Transportmengen und Ausbau der Flotte – dürften aber langfristig zu einer Entspannung führen. Der für unsere langfristigen Strombezugsverträge aus deutscher Steinkohle maßgebliche BAFA-Preis – ermittelt vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – betrug im ersten Quartal 63 € je Tonne Steinkohleneinheit. Ein ähnlicher Wert wird für das zweite Quartal erwartet. Damit würde der BAFA-Preis insgesamt etwas unter dem Niveau des ersten Halbjahres 2005 (64 €) liegen.

Extreme Trockenheit beeinträchtigt britisches Wassergeschäft

In Europa und Nordamerika – den regionalen Schwerpunkten der RWE-Wasseraktivitäten – ist der Einfluss zyklischer Faktoren eher gering. Dagegen sind vereinzelt witterungsbedingte Ertragschwankungen zu beobachten. So führt derzeit eine Trockenperiode in Südengland zu Verbrauchsrückgängen durch Nutzungsbeschränkungen. Die wesentlichen Wachstumspotenziale im Wassergeschäft ergeben sich aus Investitionen zur Verbesserung der Netzinfrastruktur, die von der öffentlichen Hand durch die Bewilligung höherer Tarife vergütet werden. In Großbritannien hat zum 1. April 2005 eine neue fünfjährige Regulierungsperiode begonnen. Die Rahmenbedingungen für RWE Thames Water sehen kumulierte Investitionen von 3,1 Mrd. £ (4,4 Mrd. €) vor. Das genannte Mittelvolumen beruht auf Preisen von 2002 / 2003 und ist mit der jährlichen Inflationsrate hochzurechnen. Zur Vergütung der Investitionen werden uns Tarifierhöhungen gewährt, die sich über die gesamte Regulierungsperiode auf 22 % (zzgl. Inflationsaufschlag) summieren. Zum 1. April 2005 konnten wir die Preise bereits um 14,9 % (inkl. Inflation: 18,3 %) anheben, zum 1. April 2006 um weitere 2,1 % (inkl. Inflation: 4,4 %). Aufgrund nicht erreichter Vorgaben zur Verringerung von Wasserverlusten hat sich RWE Thames Water im Juni gegenüber der Regulierungsbehörde zu einer Aufstockung ihres Netz-Investitionsprogramms verpflichtet. Die Mehrausgaben werden sich bis zum Ende der Regulierungsperiode auf 150 Mio. £ (rund 220 Mio. €) belaufen.

Wesentliche Ereignisse

Im Berichtszeitraum

Bundesnetzagentur legt Regierung ihren Entwurf zur Anreizregulierung vor

Die deutsche Regulierungsbehörde für das Strom- und Gasnetzgeschäft, Bundesnetzagentur, hat dem Gesetzgeber am 30. Juni ihren Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorgelegt, die ab dem 1. Januar 2008 die jetzige Entgeltregulierung ersetzen soll. Der Bericht enthält gegenüber dem ersten Entwurf vom 2. Mai dieses Jahres keine wesentlichen Veränderungen. Das Modell der Bundesnetzagentur ist weiterhin nicht geeignet, positive Anreize für Effizienzsteigerungen zu setzen. Hierzu mangelt es an der notwendigen Erreich- und Übertreffbarkeit der Vorgaben durch den Netzbetreiber, obwohl dies explizit durch das Energiewirtschaftsgesetz vorgeschrieben wird. Zudem ist – entgegen der Einschätzung der Bundesnetzagentur – keine ausreichende Planungssicherheit der Netzbetreiber für ihre anstehenden Investitionen erkennbar. Der Bericht der Bundesnetzagentur gibt der Bundesregierung Empfehlungen für die Ausgestaltung einer Rechtsverordnung, die Grundlage der Anreizregulierung sein wird.

EU-Kommission legt Emissionsbilanzen für 2005 vor

Am 15. Mai hat die EU-Kommission die Emissionsbilanzen von 21 der 25 am Emissionshandel teilnehmenden Staaten veröffentlicht. Daraus geht hervor, dass der CO₂-Ausstoß 2005 in Europa trotz widriger Wetterverhältnisse und hoher Gaspreise deutlich unter der Obergrenze lag, für die Zertifikate vergeben worden waren. Die EU-Kommission beziffert den Überschuss vorläufig auf 44 Mio. Tonnen, bei Emissionen von 1.785 Mio. Tonnen. Lediglich Großbritannien, Irland, Spanien und Italien weisen für 2005 nennenswerte Defizite auf. Deutschland, mit 474 Mio. Tonnen Europas größter Emittent, kommt auf einen Überschuss von 21 Mio. Tonnen. Davon sind 9 Mio. Tonnen auf Klimaschutzanstrengungen der beteiligten Unternehmen zurückzuführen. Die restlichen 12 Mio. Tonnen sind die Folge von Sonderregelungen im deutschen Zuteilungsgesetz, die teilweise zu einer Überausstattung mit Zertifikaten führten. Die Bundesregierung geht jedoch davon aus, dass der weitaus größte Teil dieser Zertifikate von der Deutschen Emissionshandelsstelle rückwirkend eingezogen werden kann.

Bundeskabinett beschließt Nationalen Allokationsplan für die zweite Emissionshandelsperiode von 2008 bis 2012

Das Bundeskabinett hat am 28. Juni 2006 den Entwurf eines Nationalen Allokationsplans für die zweite Emissionshandelsperiode 2008–2012 (NAP 2) verabschiedet und den Plan fristgerecht zum 30. Juni zur Genehmigung durch die EU-Kommission in Brüssel eingereicht. Der NAP 2 sieht für die teilnehmenden Anlagen und Betriebe ein Emissionsgesamtbudget von 482 Mio. Tonnen pro Jahr vor. Das sind 13,5 Mio. Tonnen weniger als zunächst geplant. Diese Zahl schließt Zuteilungen für Anlagen mit ein, die bisher noch nicht vom Emissionshandel erfasst worden sind. Ohne ihre Berücksichtigung liegt die jährliche Gesamtzuteilungsmenge bei etwa 471 Mio. Tonnen – gegenüber 503 Mio. Tonnen in der ersten Handelsperiode 2005–2007. Die Zertifikatevergabe erfolgt weiterhin kostenlos. Mit dem NAP 2 werden aber erstmals unterschiedliche Emissionsreduktionsziele für Energiesektor und Industrie festgelegt. Energieanlagen unterliegen einem Erfüllungsfaktor von 85 %, d. h. die Betreiber erhalten eine gegenüber den Emissionen der Basisperiode (2000–2005) um 15 % reduzierte Zuteilung. Für die Industrie ist lediglich eine Kürzung um 1,25 % vorgesehen. Gleiches gilt für die Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Für Neuanlagen gilt wie bisher für 14 Jahre ein Erfüllungsfaktor von 100 %. Allerdings weichen die zugrunde gelegten Standardauslastungsfaktoren von einheitlich 7.500 Betriebsstunden pro Jahr für Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke zum Teil erheblich von den typischen Laufzeiten ab. Wer alte durch effizientere Anlagen ersetzt, bekommt in den ersten vier Jahren noch die für die alte Anlage zugeteilte Zertifikatmenge und für die folgenden zehn – statt bislang 14 – Jahre eine Vollaussstattung gemäß der neuen Technologie (Erfüllungsfaktor: 100 %). Für Ersatzanlagen, die in der ersten Handelsperiode bereits im Bau sind oder über eine Baugenehmigung verfügen, gilt aber noch die alte „4 + 14“-Regel. Die im NAP 1 noch enthaltene Optionsregel, nach der Betreiber eine Zuteilung auf Basis von Produktionsprognosen beantragen konnten, soll wegfallen. Nachträgliche Anpassungen der Zuteilungsmengen sind nicht mehr möglich. Anlagenbetreiber dürfen ihre Abgabeverpflichtungen auch mit Zertifikaten bestreiten, die sie durch Klimaschutzprojekte außerhalb Deutschlands im Rahmen der „Joint Implementation“ (JI) und des „Clean Development Mechanism“ (CDM) erworben haben. Der NAP 2 setzt hier eine auf die anlagenspezifische Zuteilungsmenge bezogene Obergrenze von 12 % fest.

Großbritannien: Regierungsbeschluss über Nationalen Allokationsplan steht noch aus

In Großbritannien hat die Regierung ihre Beratungen über den Allokationsplan für die zweite Phase des Emissionshandels noch nicht abgeschlossen. Bisher ist eine weitere Verknappung der Gesamtzuteilungsmenge auf 238 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr vorgesehen – gegenüber 245,5 Mio. Tonnen in der ersten Handelsperiode. Diese Emissionsminderung soll vollständig von der Energiewirtschaft erbracht werden. Die Regierung plant, 7 % der Zertifikate im Rahmen eines Auktionsverfahrens zu vergeben. Die versteigerten Mengen sollen ausschließlich aus dem Emissionsbudget der Energiewirtschaft stammen. Für den Einsatz von Zertifikaten aus JI- oder CDM-Projekten ist eine Obergrenze von 8 % vorgesehen.

Verkauf von RWE Solutions

RWE Energy hat die Unternehmen der RWE Solutions-Gruppe an den Finanzinvestor Advent International verkauft. Die Verträge wurden am 18. Mai unterzeichnet. Anfang August konnte die Transaktion abgeschlossen werden. Advent hat im Einzelnen die SAG-Gruppe, die Nukem-Gruppe, RWE Industrie-Lösungen, Lahmeyer International und RWE Space Solar Power als Paket erworben. Diese Gesellschaften erzielten 2005 mit rund 9.500 Mitarbeitern einen Umsatz von 1,7 Mrd. €.

Ausbau der Position im deutschen Gasmarkt durch Erwerb von Saar Ferngas

RWE und RAG haben am 17. Mai 2006 eine Vereinbarung zur Übertragung der RAG-Anteile an der Saar Ferngas AG in Höhe von rund 77 % auf RWE getroffen. Die Transaktion bedarf u. a. noch der Zustimmung durch das Kartellamt. Saar Ferngas ist ein regionales Gasversorgungsunternehmen mit Sitz in Saarbrücken. Kunden sind 52 Energieversorgungsunternehmen sowie 20 Industriebetriebe und Kraftwerke mit Schwerpunkt in Rheinland-Pfalz und dem Saarland. Saar Ferngas erwirtschaftete 2005 mit 155 Mitarbeitern einen Umsatz in Höhe von 1.159 Mio. €. Der Gasabsatz betrug 45 Mrd. Kilowattstunden (kWh). Das entspricht etwa einem Viertel des derzeitigen Gasabsatzes von RWE in Deutschland.

Einstieg in den LNG-Markt und Ausbau der Upstream-Position in Nordafrika

RWE plant die Beteiligung an einem Projekt zur Errichtung einer Anlage zur Regasifizierung von verflüssigtem Erdgas (LNG) im Hafen von Rotterdam. RWE Energy AG und die niederländische Projektgesellschaft Gate terminal B. V. haben am 8. Juni 2006 eine entsprechende Vereinbarung geschlossen. RWE Energy wird Kapital in Höhe von 10 % in die Projektgesellschaft einbringen. Das Engagement garantiert uns eine jährliche Regasifizierungskapazität zur Einspeisung in das europäische Erdgasnetz von 3 Mrd. m³ Erdgas. Der Betrieb soll 2010 aufgenommen werden.

Das Geschäft mit der Verflüssigung und Verschiffung von Gas sowie der Regasifizierung im Zielhafen bietet attraktive Wachstumschancen. Ziel von RWE ist es, in diesem Marktsegment eigene Aktivitäten zu entwickeln. Über RWE Dea sind wir an umfangreichen Gasvorkommen in Nordafrika beteiligt. Das hier künftig geförderte Erdgas ist nicht nur für den dortigen Markt bestimmt, sondern könnte teilweise auch als LNG exportiert werden. Deshalb wollen wir uns an Verflüssigungskapazitäten in Ägypten beteiligen.

Erst jüngst hat RWE Dea einen weiteren Schritt zum Ausbau ihrer Gasförderreserven unternommen. Am 17. Juli wurde mit der Regierung Ägyptens und der staatlichen Gasgesellschaft EGAS eine Vereinbarung über die Zuteilung der Konzession North El Amriya getroffen. RWE Dea erhält 100 % an diesem Block. Dadurch werden wir zu einem der bedeutendsten Lizenzhalter im Nildelta.

Nach Ablauf des Berichtszeitraumes

Bundesnetzagentur genehmigt Entgelte für das RWE-Höchstspannungsnetz

Die Bundesnetzagentur hat am 31. Juli die Netzentgelte unseres Übertragungsnetzbetreibers RWE Transportnetz Strom genehmigt. Das beantragte jährliche Entgeltvolumen von rund 1 Mrd. € wurde durch die Behörde um rund 9% gekürzt. Der Bescheid gilt vom 1. August 2006 bis zum 31. Dezember 2007. Die Reduzierungen der Bundesnetzagentur ergeben sich insbesondere daraus, dass das gebundene Vermögen nicht ausreichend verzinst wird. Sie stellen einen erheblichen Eingriff in das Netzgeschäft dar. Zu den Ergebnisauswirkungen der Regulierung auf unsere deutschen Netzaktivitäten insgesamt können derzeit keine Aussagen getroffen werden, da bei Abschluss des Berichts noch keine Entgeltentscheidungen für die Verteilnetzbetreiber von RWE vorlagen. Wir erwarten sie im weiteren Verlauf des Jahres. Dies gilt auch für die Gasnetzentgelte. Inzwischen gehen wir davon aus, dass die Tarifanpassungen durch den Regulierer generell ohne Rückwirkung erfolgen. Das ergibt sich aus einer Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf. Eine endgültige rechtliche Klärung dieser Frage steht noch aus.

Ausstieg aus dem Ölgeschäft in Kasachstan

Am 18. Juli 2006 hat RWE Dea ihren Anteil von 25 Prozent an dem Gemeinschaftsunternehmen KazGerMunai (KGM) in Kasachstan an die kasachische Kazmunaigas veräußert. KGM fördert seit Ende 1998 Öl aus dem kasachischen Ölfeld Akshabulak in Zentralkasachstan. Neben RWE Dea haben sich auch Gaz de France und die Weltbankgruppe von ihren Anteilen an KazGerMunai getrennt. Wir sind weiterhin an Aktivitäten in der Region um das Kaspische Meer interessiert, wollen uns dort aber auf Gasförderung konzentrieren.

Anmerkungen zur Berichtsweise

Unsere Berichterstattung über das erste Halbjahr 2006 ist durch nicht-operative Sondereffekte beeinflusst, die sich aus geänderten Rechnungslegungs-Standards, Umgliederungen und anstehenden Unternehmensverkäufen ergeben:

- Gemäß IAS 32 begründen Verträge, die den RWE-Konzern zum Kauf eigener Aktien verpflichten, Verbindlichkeiten. Diese Vorschrift ist im Einklang mit der Entwicklung der internationalen Bilanzierungspraxis auch auf den Terminkauf von Minderheitenanteilen und auf Andienungsrechte (Put-Optionen) anzuwenden, die in der Vergangenheit Minderheitsgesellschaftern an den deutschen Regionalgesellschaften der RWE Energy eingeräumt wurden. Um die möglichen Kaufpreisverpflichtungen abzubilden, waren diese Minderheitenanteile im laufenden Geschäftsjahr aus dem Eigenkapital in die Verbindlichkeiten umzugliedern. Zusätzlich wurde in Höhe der Differenz zwischen dem Barwert der Verbindlichkeiten und dem Buchwert der Minderheitenanteile ein Geschäfts- oder Firmenwert aktiviert. In der Gewinn- und Verlustrechnung sinkt das Finanzergebnis zugunsten der Ergebnisanteile anderer Gesellschafter; das Nettoergebnis bleibt unverändert. Aufgrund der notwendigen rückwirkenden Anwendung dieser Bilanzierungsvorschrift waren die Vorjahreszahlen anzupassen. Detaillierte Erläuterungen hierzu finden sich im Anhang auf Seite 41.
- Mit Wirkung zum 1. Januar 2006 haben wir Anpassungen in der Berichterstattung über das Wassergeschäft vorgenommen. Den früheren Unternehmensbereich „RWE Thames Water“ bezeichnen wir als „Bereich Wasser“. American Water ist nicht mehr der britischen RWE Thames Water zugeordnet, da wir den getrennten Verkauf dieser Aktivitäten planen. Die deutsche RWE Aqua wurde einschließlich ihrer Minderheitsbeteiligung an den Berliner Wasserbetrieben in den Unternehmensbereich RWE Energy eingliedert. Unser Wassergeschäft in Chile, den Vereinigten Arabischen Emiraten und Spanien haben wir im Laufe des ersten Halbjahres 2006 veräußert. Der Verkauf unserer Beteiligungen in China und Indonesien steht noch aus. Zum Stichtag 30. Juni haben wir diese Gesellschaften daher unter der Position „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte / Schulden“ erfasst. Außerdem veranlassten uns neue Vorgaben der International Financial Reporting Standards (IFRS) zu einem geänderten Ausweis unserer Wasseraktivitäten in Izmit (Türkei). Diese werden nun nicht mehr als operatives, sondern als Leasing-Geschäft bilanziert. Dadurch verringern sich Umsatz, EBITDA, betriebliches Ergebnis und Nettoverschuldung.
- Rückwirkend zum 1. Januar 2006 haben wir das Geschäft der Harpen AG mit dezentraler Energieversorgung auf den Unternehmensbereich RWE Energy übertragen. Bis zu seiner endgültigen Zuordnung zu den Regionalgesellschaften ist es der RWE Key Account GmbH innerhalb der Business Unit „Transport Strom / Gas“ zugeordnet.

Geschäftsentwicklung

Stromaufkommen Januar – Juni in Mrd. kWh	RWE Power ¹		RWE npower		RWE-Konzern ²	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Eigenerzeugung	95,0	93,1	18,0	17,0	114,7	111,4
Braunkohle	37,3	39,1	-	-	37,3	39,1
Kernenergie	26,0	23,3	-	-	26,0	23,3
Steinkohle	24,9	22,7	11,2	10,0	36,5	33,1
Gas	4,2	5,0	5,9	6,6	10,7	12,2
Wasserkraft, Öl, Sonstige	2,6	3,0	0,9	0,4	4,2	3,7
Konzernexterner Strombezug	-	-	12,5 ³	11,3 ³	52,2	49,7
Gesamt	95,0	93,1	30,5	28,3	166,9	161,1

1 In der Eigenerzeugung sind auch Bezüge von Kraftwerken enthalten, die sich nicht im RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Im ersten Halbjahr 2006 waren dies 15,4 Mrd. kWh (Steinkohle) und 1,2 Mrd. kWh (Wasserkraft, Öl, Sonstige)

2 Inkl. Erzeugungs- und Bezugsmengen von Regionalgesellschaften der RWE Energy

3 Strombezug der RWE npower im Wesentlichen über RWE Trading

Stromerzeugung um 3 % gesteigert

Der RWE-Konzern hat im ersten Halbjahr 114,7 Mrd. kWh Strom produziert, 3 % mehr als im Vergleichszeitraum 2005. Eigenerzeugung und Fremdbezüge summieren sich zu einem Stromaufkommen von 166,9 Mrd. kWh.

Mit 95,0 Mrd. kWh trug RWE Power 83 % zur gesamten Eigenerzeugung bei. Darin enthalten ist auch die Produktion von Kraftwerken, die sich nicht im RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Gegenüber Vorjahr hat RWE Power um 2 % zugelegt. Wegen günstiger Marktbedingungen haben wir den Einsatz von Steinkohlekraftwerken verstärkt. Außerdem profitierten wir von einer besseren Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Biblis, das im Vorjahr revisionsbedingt zeitweise vom Netz war. Dagegen haben wir weniger Strom aus Braunkohle erzeugt. Hauptgrund waren planmäßige Revisionsstillstände. Hinzu kamen Produktionsausfälle infolge eines Brandes am Standort Niederaußem. Auch die Stromerzeugung aus Gas war rückläufig.

RWE npower erzeugte 18,0 Mrd. kWh Strom und damit 6 % mehr als im Vorjahr. So haben wir die Auslastung unserer Steinkohlekraftwerke deutlich erhöht, da sich hier attraktive Margen erzielen ließen. Gegenläufig wirkte, dass unsere Steinkohleblöcke in Aberthaw und Tilbury wegen Transformatorenschäden zeitweise vom Netz waren. Auch die ölbefeuerten Anlagen der RWE npower waren margenbedingt stärker im Einsatz als 2005. Dagegen haben wir in Großbritannien weniger Strom aus Erdgas erzeugt. Hierzu trugen u. a. außerplanmäßige Stillstände an den Standorten Didcot und Little Barford bei. Außerdem haben wir den Einsatz unserer Gaskraftwerke wegen hoher Brennstoffkosten etwas zurückgefahren. Positive Mengeneffekte resultierten aus dem Erwerb des 420-MW-Gaskraftwerks Great Yarmouth im November 2005.

Auch RWE Energy trug mit 1,7 Mrd. kWh geringfügig zur Stromproduktion bei. Diese Mengen sind im Wesentlichen deutschen Regionalgesellschaften zuzuordnen.

Gasförderung um ein Drittel gesteigert – Ölproduktion leicht unter Vorjahr

Unsere dem Unternehmensbereich RWE Power zugeordnete Upstream-Gesellschaft RWE Dea hat 1.552 Mio. m³ Gas gefördert, 32 % mehr als im Vorjahr. Dazu trug bei, dass wir im September 2005 die Fördertätigkeit in einem britischen Nordsee-Gasfeld aufgenommen haben. Außerdem haben wir unsere deutsche Produktion hochgefahren, um witterungsbedingte Mehrnachfrage zu bedienen. Beim Rohöl sind die Fördermengen dagegen um 3 % auf 2.188 Tsd. m³ zurückgegangen, u. a. wegen einer planmäßigen Produktionsunterbrechung in einem norwegischen Ölfeld. Hinzu kamen natürliche Mengenrückgänge im Zuge der Ausschöpfung bestehender Reserven. Dagegen konnten wir unsere Fördertätigkeit in der deutschen Nordsee intensivieren. Basis dafür war, dass wir die Bohrinselformat durch eine Pipeline mit dem Festland verbunden haben und das Öl nun nicht mehr verschifft werden muss.

Außenabsatz Strom Januar – Juni in Mrd. kWh	RWE Power		RWE Energy		RWE npower		RWE-Konzern	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Privat- und Gewerbekunden	0,1	0,2	20,2	20,6	11,7	11,5	32,1	32,4
Industrie- und Geschäftskunden	1,1	4,1	28,5	29,5	17,1	15,1	46,7	48,7
Weiterverteiler	7,2	6,3	30,6	26,5	-	-	37,8	32,8
Stromhandel	41,7	37,7	-	-	-	-	41,7	37,7
Gesamt	50,1	48,3	79,3	76,6	28,8	26,6	158,3	151,6

Stromabsatz um 4 % gesteigert

Im ersten Halbjahr 2006 haben wir 158,3 Mrd. kWh Strom an konzernexterne Kunden geliefert. Der Absatz liegt typischerweise etwas unter dem Stromaufkommen. Zurückzuführen ist dies auf Netzverluste sowie auf Eigenverbrauch bei der Braunkohleförderung und in Pumpwasserkraftwerken. Gegenüber Vorjahr hat sich unser Stromabsatz um 4 % erhöht. Sämtliche im Energiegeschäft tätigen Unternehmensbereiche konnten zulegen.

Die externen Stromverkäufe der RWE Power liegen mit 50,1 Mrd. kWh um 4 % über Vorjahr und spiegeln damit den Anstieg der Erzeugungsmengen wider. Mit 41,7 Mrd. kWh entfällt der Großteil davon auf den Verkauf konzerngenerierter Stromproduktion am Großhandelsmarkt durch RWE Trading. Darin nicht berücksichtigt ist der Handel mit fremdbezogenem Strom.

RWE Energy hat ihren Stromabsatz um ebenfalls 4 % auf 79,3 Mrd. kWh gesteigert. Das Plus stammt ausschließlich aus dem Geschäft mit Weiterverteilern. In Ungarn trugen Anbieterwechsel im Zuge der Marktliberalisierung dazu bei, dass wir weniger Strom abgesetzt haben.

RWE npower hat 28,8 Mrd. kWh Strom abgesetzt. Das sind 8 % mehr als im Vorjahr. Wegen unserer im Vergleich mit Wettbewerbern attraktiven Preise konnten wir zahlreiche neue Kunden gewinnen.

Außenabsatz Gas Januar – Juni in Mrd. kWh	RWE Power		RWE Energy		RWE npower		RWE-Konzern	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Privat- und Gewerbekunden	-	-	47,2	46,1	25,1	22,7	72,3	68,8
Industrie- und Geschäftskunden	1,9	1,6	60,5	52,8	4,4	4,4	66,8	58,8
Weiterverteiler	10,7	9,2	66,8	65,1	-	-	77,5	74,3
Gesamt	12,6	10,8	174,5	164,0	29,5	27,1	216,6	201,9

Gasabsatz temperaturbedingt um 7 % über Vorjahr

Der Erdgasabsatz des RWE-Konzerns belief sich im ersten Halbjahr auf 216,6 Mrd. kWh. Gegenüber 2005 ist das ein Plus von 7 %. Hier spiegelt sich u. a. die witterungsbedingte Mehrnachfrage nach Heizgas wider.

Bei RWE Power entspricht der Gasabsatz im Wesentlichen den von RWE Dea geförderten und an Weiterverteiler oder Endkunden vermarkteten Mengen. Hinzu kommen geringe Volumina bei RWE Trading. Die Gaslieferungen des Unternehmensbereichs erhöhten sich um 17 % auf 12,6 Mrd. kWh. Ausschlaggebend war die gestiegene Gasförderung der RWE Dea.

RWE Energy hat 174,5 Mrd. kWh Gas abgesetzt. Das Vorjahresniveau konnte damit um 6 % übertroffen werden. Den deutlichsten Zuwachs erzielten wir im Segment der Industrie- und Geschäftskunden. Hauptgrund war die Belieferung eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks in Antwerpen, das im August 2005 in Betrieb gegangen ist. Darüber hinaus belebte die kalte Winterwitterung unseren Gasabsatz. Außerdem konnten wir unseren Kundenstamm in den Niederlanden vergrößern.

Der Gasabsatz der RWE npower stieg um 9 % auf 29,5 Mrd. kWh. Auch hier spielte die kalte Witterung im ersten Quartal eine Rolle. Außerdem konnten wir unseren Kundenstamm im Segment der Privathaushalte weiter ausbauen und dementsprechend mehr absetzen.

Außenumsatz in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
RWE Power	3.488	3.311	5,3	6.832
Stromerzeugung*	2.574	2.625	-1,9	5.254
RWE Dea	914	686	33,2	1.578
RWE Energy	14.665	12.465	17,6	24.318
Regionen Deutschland	8.796	7.872	11,7	14.838
Regionen International	2.735	2.086	31,1	4.077
Transport Strom / Gas	2.523	1.521	65,9	3.502
RWE Solutions	477	896	-46,8	1.707
Sonstige, Konsolidierung	134	90	48,9	194
RWE npower	4.142	3.043	36,1	6.382
Bereich Wasser	2.001	1.868	7,1	4.210
Reguliertes britisches Geschäft	991	910	8,9	1.905
Nordamerika	845	785	7,6	1.799
Sonstige Märkte	165	173	-4,6	506
Sonstige, Konsolidierung	35	40	-12,5	77
RWE-Konzern	24.331	20.727	17,4	41.819
Davon: Stromerlöse	12.848	10.704	20,0	22.238
Davon: direkte Stromsteuer	509	468	8,8	971

* Inkl. RWE Trading

Umsatz um 17% gesteigert

Der RWE-Konzern erwirtschaftete im ersten Halbjahr einen Außenumsatz von 24,3 Mrd. €. Gegenüber dem Vergleichswert 2005 ist das ein Plus von 17 %. Dabei konnten wir in allen Unternehmensbereichen zulegen. Neben erhöhten Preisen für Strom, Gas und Wasser waren positive Mengeneffekte im Gasgeschäft die ausschlaggebenden Faktoren. Etwas abgeschwächt wurde der Anstieg durch den Wegfall der Erlöse der niederländischen Kohlehandelsgesellschaft SSM Coal, die wir zum 30. November 2005 verkauft haben (-351 Mio. €). Änderungen der Euro-Wechselkurse von US-Dollar und britischem Pfund haben den Konzernumsatz nicht nennenswert beeinflusst (+10 Mio. €). Beim Dollar betrug das Umtauschverhältnis im Halbjahresdurchschnitt 1,24 US-\$/€. Die US-Währung war somit teurer als im Vergleichszeitraum 2005 (1,28 US-\$/€). Dagegen hat das Pfund gegenüber dem Euro abgewertet, wenn auch nur geringfügig. Hier lag der Wechselkurs bei 0,69 £/€ (Vorjahr: 0,68 £/€).

Operativ, d. h. bereinigt um Sondereffekte und Wechselkursänderungen, ist der Außenumsatz des RWE-Konzerns um 19 % gestiegen.

Zur Entwicklung des Umsatzes der Unternehmensbereiche:

Die konzernexternen Erlöse der **RWE Power** haben sich um 5 % auf 3.488 Mio. € verbessert. Zuzuordnen ist das der Business Unit RWE Dea, die ein Drittel mehr erlöste als im ersten Halbjahr 2005. Dabei profitierte das Unternehmen vom Anstieg der Öl- und Gaspreise sowie von höheren Gasfördermengen. Der Umsatz unserer Business Unit Stromerzeugung (inklusive RWE Trading) hat sich dagegen leicht verringert. Hauptgrund ist die Entkonsolidierung von SSM Coal. Hinzu kam, dass wir das Geschäft der Harpen AG mit dezentraler Energieversorgung auf RWE Energy übertragen haben (-85 Mio. €). Bereinigt um diese Sondereffekte hat sich der Umsatz der Business Unit Stromerzeugung um 18 % erhöht. Basis dafür war die Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt.

Der Außenumsatz des Bereichs **RWE Energy** stieg um 18 % auf 14,7 Mrd. €. Die Stromerlöse erhöhten sich von 7.153 Mio. € auf 7.819 Mio. €. Das ist vorrangig auf die Weitergabe erhöhter Beschaffungskosten in den Verkaufspreisen für Industrie- und Geschäftskunden zurückzuführen. Außerdem haben unsere deutschen Regionalgesellschaften zum 1. Januar 2006 ihre allgemeinen Tarife für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe erhöht. Die Preisgenehmigungen der Länder blieben allerdings meist deutlich hinter den Anträgen zurück. Der Süwag Energie AG wurde die Genehmigung für eine Tarifierhöhung bislang verweigert. Im deutschen Transportnetzgeschäft führte der erhöhte Absatz von Stromeinspeisungen aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu Mehrerlösen. Mehr noch als das Stromgeschäft haben unsere Gasaktivitäten zum Umsatzanstieg der RWE Energy beigetragen. Hier stiegen die Erlöse von 4.045 Mio. € auf 6.111 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren Preisanpassungen zur Weitergabe erhöhter Beschaffungskosten an unsere Kunden. Dies ergibt sich aus der Ölpreisbindung unserer Gasbezugs- und Gaslieferverträge. Neben den Preiseffekten trug auch die witterungsbedingt gute Absatzentwicklung zum Umsatzwachstum bei.

RWE npower steigerte den Außenumsatz um 36 % auf 4.142 Mio. €. Die Stromerlöse erhöhten sich von 2.155 Mio. € auf 3.114 Mio. €, die Gaserlöse von 665 Mio. € auf 884 Mio. €. Wegen gestiegener Beschaffungskosten hat der britische Energieversorger zum 1. Januar und zum 1. April 2006 die Entgelte im Strom- und Gasvertrieb angehoben. Daneben verzeichneten wir positive Mengeneffekte durch die Akquise neuer Kunden. Ein weiterer Faktor war das kalte Winterwetter. Dadurch haben wir deutlich mehr Heizgas abgesetzt.

Der Außenumsatz des **Bereichs Wasser** ist um 7 % auf 2.001 Mio. € gestiegen. Auch bereinigt um Währungseinflüsse, Bilanzierungsänderungen und Konsolidierungseffekte lag das Wachstum bei 7 %. Die Mehrerlöse stammen vor allem aus dem regulierten britischen Geschäft. Hier haben wir jeweils zum 1. April 2005 und 2006 Anpassungen der Wassertarife vorgenommen. American Water konnte auf bereinigter Basis um 2 % zulegen. Ausschlaggebend waren regulatorische Tarifierhöhungen in einzelnen US-Bundesstaaten, Wachstum im nicht-regulierten Geschäft und leicht erhöhte Verbrauchsmengen.

Betriebliches Ergebnis und EBITDA zweistellig über Vorjahr

Der positive Trend im kontinentaleuropäischen Energiegeschäft prägt weiterhin die Ertragsentwicklung im RWE-Konzern. Das EBITDA erhöhte sich um 14 % auf 5.072 Mio. €, das betriebliche Ergebnis um 19 % auf 4.104 Mio. €. Konsolidierungs-, Bilanzierungs- und Währungseffekte haben sich auf Konzernebene nahezu saldiert. Für das Gesamtjahr rechnen wir mit einem deutlich niedrigeren Ergebnisanstieg (siehe S. 30 f). Hauptgrund sind erwartete Belastungen aus der deutschen Netzregulierung. Hinzu kommt, dass die Ertragslage auch saisonalen Einflüssen unterliegt.

EBITDA in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
RWE Power	1.979	1.606	23,2	2.800
Stromerzeugung*	1.543	1.320	16,9	2.158
RWE Dea	436	286	52,4	642
RWE Energy	1.984	1.769	12,2	3.142
Regionen Deutschland	1.167	1.104	5,7	1.954
Regionen International	312	271	15,1	476
Transport Strom / Gas	600	393	52,7	621
RWE Solutions	-6	5	-220,0	132
Sonstige, Konsolidierung	-89	-4	-	-41
RWE npower	331	260	27,3	561
Bereich Wasser	894	924	-3,2	2.045
Reguliertes britisches Geschäft	519	519	-	1.102
Nordamerika	341	336	1,5	744
Sonstige Märkte	34	69	-50,7	199
Sonstige, Konsolidierung	-116	-120	3,3	-224
RWE-Konzern	5.072	4.439	14,3	8.324

* Inkl. RWE Trading

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
RWE Power	1.690	1.313	28,7	2.112
Stromerzeugung*	1.338	1.089	22,9	1.667
RWE Dea	352	224	57,1	445
RWE Energy	1.723	1.451	18,7	2.507
Regionen Deutschland	1.019	939	8,5	1.609
Regionen International	262	217	20,7	381
Transport Strom / Gas	512	318	61,0	452
RWE Solutions	-16	-11	-45,5	113
Sonstige, Konsolidierung	-54	-12	-	-48
RWE npower	274	210	30,5	437
Bereich Wasser	555	619	-10,3	1.416
Reguliertes britisches Geschäft	304	308	-1,3	687
Nordamerika	208	216	-3,7	491
Sonstige Märkte	43	95	-54,7	238
Sonstige, Konsolidierung	-138	-138	-	-271
RWE-Konzern	4.104	3.455	18,8	6.201

* Inkl. RWE Trading

Zum betrieblichen Ergebnis der Unternehmensbereiche:

RWE Power erzielte ein betriebliches Ergebnis von 1.690 Mio. €. Gegenüber dem ersten Halbjahr 2005 ist das ein Plus von 29 %. Auf Ebene der Business Units zeigte sich folgende Entwicklung:

- **Stromerzeugung (inkl. RWE Trading):** Hier schlossen wir 23 % über Vorjahr ab. Hauptgrund waren Mehrerlöse durch höhere Strompreise am Großhandelsmarkt. Hinzu kamen Absatzsteigerungen. Allerdings hatten wir auch zusätzliche Kosten auf der Beschaffungsseite: Gestiegene Brennstoffpreise schlugen gegenüber Vorjahr mit 61 Mio. € zu Buche. Auch der Zukauf von CO₂-Emissionsrechten führte zu Mehraufwand. Des Weiteren hatten wir höhere Kosten für Personal und Kraftwerkswartung. Insgesamt verzeichnete die Business Unit Stromerzeugung eine prozentual deutlich niedrigere Ergebnisverbesserung als im ersten Quartal. Das ergibt sich hauptsächlich aus dem volatilen Handelsgeschäft. RWE Trading konnte insbesondere im Gashandel nicht an das außerordentlich hohe Vorjahresergebnis anknüpfen.
- **RWE Dea:** Die fortgesetzte Preis-Hausse am Öl- und Gasmarkt schlug sich in einer deutlichen Ergebnisverbesserung unserer Upstream-Aktivitäten nieder. RWE Dea konnte um 57 % zulegen. Hierzu hat auch die erhöhte Gasproduktion beigetragen. Belastungen resultierten vor allem aus gestiegenen Förderabgaben und Explorationskosten.

RWE Energy steigerte ihr Ergebnis um 19 % auf 1.723 Mio. €. Hier schlug u. a. die Eingliederung der RWE Aqua zu Buche. Hinzu kommen positive Wechselkurseinflüsse. Rechnet man die nicht-operativen Sondereffekte heraus, bleibt ein Plus von 14 %, das hauptsächlich auf den gestiegenen Gasabsatz in Deutschland und Tschechien sowie Kostensenkungen zurückzuführen ist. Die deutliche Ergebnisverbesserung darf wegen des starken Witterungseffekts im ersten Quartal und Einmalerträgen bei RWE Transgas nicht auf das Gesamtjahr hochgerechnet werden. Vor allem aber sehen wir Risiken aus der Einführung der deutschen Netzregulierung, die sich auf die Halbjahreszahlen noch nicht ausgewirkt hat. Im weiteren Jahresverlauf kann es zu erheblichen Einschnitten in die Ertragslage der regionalen und überregionalen Netzaktivitäten kommen (siehe S. 13). Auf Ebene der Business Units zeigte sich folgende Ergebnisentwicklung:

- **Regionen Deutschland:** Die deutschen Regionalgesellschaften der RWE Energy schlossen um 9 % über Vorjahr ab. Dabei profitierten sie vom witterungsbedingt höheren Gasabsatz. Außerdem erzielten sie Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen.
- **Regionen International:** Im kontinentaleuropäischen Vertriebsgeschäft außerhalb Deutschlands hat sich unser Ergebnis um 21 % verbessert, Wechselkursbereinigt um 16 %. Das deutliche Plus ist u. a. den regionalen Gasverteilern in Tschechien zuzuordnen, die ebenfalls witterungsbedingte Absatzsteigerungen erzielten. Außerdem hat ihnen der Regulierer höhere Vertriebsmargen genehmigt. In den Niederlanden profitierten wir vom Ausbau unseres Gasgeschäfts.
- **Transport Strom / Gas:** Diese Position umfasst unser deutsches Stromnetz im Höchstspannungsbereich, das deutsche Gastransportnetz sowie den Gastransport und Gashandel der tschechischen RWE Transgas. Des Weiteren ist hier die neue RWE Key Account GmbH berücksichtigt, auf die wir zum 1. April 2005 das Großkundengeschäft der RWE Solutions übertragen haben. Das unter „Transport Strom / Gas“ ausgewiesene Ergebnis hat sich um 61 % erhöht. Hauptgrund ist, dass der tschechische Regulierer RWE Transgas höhere Margen im Geschäft mit den Regionalverteilern zugestanden hat. Damit wurden Belastungen aus dem Vorjahr ausgeglichen, die bislang noch nicht in den Preisen berücksichtigt waren.

- RWE Solutions schloss mit einem betrieblichen Verlust von 16 Mio. € ab. Wir haben inzwischen alle wesentlichen Aktivitäten dieser Unternehmensgruppe verkauft (siehe S. 12).

Das betriebliche Ergebnis der **RWE npower** hat sich trotz schwachem ersten Quartal um 30 % auf 274 Mio. € erhöht. Der deutliche Anstieg darf allerdings nicht auf das Gesamtjahr hochgerechnet werden, da die Ergebnisentwicklung von RWE npower unterjährige Schwankungen aufweist. Die starke Verbesserung im ersten Halbjahr stammt aus dem Kraftwerksgeschäft, das von den gestiegenen Notierungen an den Großhandelsmärkten und Sondererträgen aus der kurzfristigen Optimierung unserer Kauf- und Verkaufspositionen profitierte. Allerdings hatten wir auch Belastungen durch ungeplante Kraftwerksstillstände. Im Endkundengeschäft, dem zweiten Standbein von RWE npower, haben sich die Margen verschlechtert. Hauptgrund sind gestiegene Preise im Strom- und Gaseinkauf. Hinzu kam ein Sondereffekt im ersten Quartal: Wegen des kalten Winters und zahlreicher Neukunden mussten wir zusätzliches Gas am britischen Spotmarkt beschaffen, der wegen Kapazitätsengpässen besonders hohe Preisausschläge aufwies. RWE npower konnte die Belastungen durch Anhebungen der Strom- und Gasentgelte nicht in voller Höhe ausgleichen. Für das zweite Halbjahr erwarten wir weitere Ergebnisbelastungen auf der Beschaffungsseite.

Das betriebliche Ergebnis des **Bereichs Wasser** verringerte sich um 10 % auf 555 Mio. €. Hauptursache sind nicht-operative Sonderfaktoren, insbesondere die Übertragung von RWE Aqua auf RWE Energy sowie der veränderte Ausweis des türkischen Wassergeschäfts. Ohne Bilanzierungs-, Wechselkurs- und Konsolidierungseffekte ist das betriebliche Ergebnis um 4 % zurückgegangen. Unser reguliertes britisches Geschäft schloss operativ in etwa auf Vorjahreshöhe ab. Dabei schlug die Anhebung der Wassertarife positiv zu Buche. Gegenläufig wirkten gestiegene Aufwendungen für die Instandhaltung der Londoner Netzinfrastruktur. Des Weiteren haben sich die Betriebskosten erhöht, was u. a. auf die starke Verteuerung von Energie zurückzuführen ist. Auch die anhaltende Trockenheit in Südengland belastete die Ertragslage, da zahlreiche Kunden ihren Wasserverbrauch eingeschränkt haben. Das Ergebnis von American Water hat sich trotz Tarifierhebungen und positiven Mengeneffekten operativ um 8 % verringert. Grund sind gestiegene Energie- und Materialkosten sowie Mehraufwand für Verbesserungen beim Kundenservice. Im Zuge der Investitionstätigkeit von American Water haben sich zudem die Abschreibungen erhöht. American Water konnte diese Belastungen noch nicht an die Kunden weitergeben. Sie sind aber in den aktuellen Tarifanträgen berücksichtigt.

Nettoergebnis um 16% verbessert

In der Überleitung zum Nettoergebnis kommen neben dem positiven operativen Trend negative Effekte im neutralen Ergebnis zum Tragen.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2005
Veräußerungsgewinne	34	198	-164	326
Firmenwert-Abschreibungen	-	-	-	-814
Restrukturierungen, Sonstige	-483	-205	-278	-200
Neutrales Ergebnis	-449	-7	-442	-688

Das **neutrale Ergebnis** hat sich um 442 Mio. € auf –449 Mio. € verschlechtert. Seine einzelnen Positionen haben sich folgendermaßen entwickelt:

- Unsere Veräußerungsgewinne lagen bei nur 34 Mio. €. Der Vorjahreswert war deutlich höher ausgefallen, denn er enthielt noch den Verkauf unserer 20 %-Beteiligung an den Stadtwerken Düsseldorf und von Immobilien der RWE Systems.
- Sowohl im Berichtszeitraum als auch im Vorjahreshalbjahr haben wir keine außerplanmäßigen Abschreibungen auf Firmenwerte vorgenommen.
- Das unter der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ ausgewiesene Ergebnis hat sich um 278 Mio. € auf –483 Mio. € verschlechtert. Hauptgrund ist, dass wir Vorsorgen gebildet haben. Diese stehen teilweise in Zusammenhang mit kleineren Beteiligungsveräußerungen und enthalten u. a. bereits aufgelaufene Kosten für die Vorbereitung des Verkaufs von RWE Thames Water und des Börsengangs von American Water. Weitere Vorsorgen betreffen Altersteilzeitregelungen bei RWE Power. Auf den Kundenstamm von RWE npower haben wir planmäßige Abschreibungen von 163 Mio. € vorgenommen (Vorjahr: 164 Mio. €). Aus der Änderung der Kernenergie-Rückstellungen fielen Erträge in Höhe von 76 Mio. € an (Vorjahr: 79 Mio. €).

Finanzergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
Zinserträge	940	584	61,0	1.208
Zinsaufwendungen	-1.384	-1.057	-30,9	-2.193
Zinsergebnis	-444	-473	6,1	-985
Zinsanteil an den langfristigen Rückstellungen	-584	-604	3,3	-1.238
Übriges Finanzergebnis*	36	25	44,0	406
Finanzergebnis*	-992	-1.052	5,7	-1.817

* Angepasste Vorjahreszahlen (siehe Erläuterung auf S. 14 und S. 41)

Das **Finanzergebnis** verbesserte sich um 60 Mio. € bzw. 6 % auf –992 Mio. €. Dies ist vor allem dem Zinsergebnis zuzuordnen. Hier kam zum Tragen, dass wir Finanzierungen von Tochtergesellschaften abgelöst und durch günstigere Refinanzierungen ersetzt haben. Allerdings hatten wir auch Mehraufwendungen durch das gestiegene Marktzinsniveau im Kurzfristbereich. Die Zinsanteile an den langfristigen Rückstellungen sind leicht zurückgegangen. Hintergrund ist, dass wir zum Jahresende 2005 die Abzinsungsfaktoren für unsere Rückstellungen gesenkt haben.

Unsere fortgeführten Aktivitäten erzielten ein Ergebnis vor Steuern in Höhe von 2.663 Mio. €. Das sind 11 % mehr als im Vorjahr. Die Steuerquote verringerte sich geringfügig auf 34 %.

Nach Steuern ist das Ergebnis unserer fortgeführten Aktivitäten um 13 % auf 1.750 Mio. € gestiegen. Aus nicht-fortgeführten Aktivitäten erzielten wir einen Gewinn von 16 Mio. €. Der Betrag ergibt sich aus einer nachträglichen Zahlung von Remondis im Rahmen des Erwerbs unseres Umweltgeschäfts. Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter haben sich von 128 Mio. € auf 107 Mio. € verringert.

Das **Nettoergebnis** des RWE-Konzerns beläuft sich auf 1.659 Mio. €. Das sind 16 % mehr als im Vergleichszeitraum 2005. Das entsprechende Ergebnis je Aktie erhöhte sich von 2,54 € auf 2,95 €.

Überleitung zum Nettoergebnis		Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	4.104	3.455	18,8	6.201
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-449	-7	-	-688
Finanzergebnis ¹	Mio. €	-992	-1.052	5,7	-1.817
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern¹	Mio. €	2.663	2.396	11,1	3.696
Ertragsteuern	Mio. €	-913	-841	-8,6	-1.221
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten¹	Mio. €	1.750	1.555	12,5	2.475
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	16	-	-	-20
Ergebnis¹	Mio. €	1.766	1.555	13,6	2.455
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter ¹	Mio. €	107	128	-16,4	224
Nettoergebnis²	Mio. €	1.659	1.427	16,3	2.231
Ergebnis je Aktie	€	2,95	2,54	16,1	3,97
Steuerquote¹	%	34	35	-	33

1 Angepasste Vorjahreszahlen (siehe Erläuterung auf S. 14 und S. 41)

2 Ergebnisanteile der RWE-Aktionäre

Kostensenkungsprogramme: 120 Mio. € im ersten Halbjahr eingespart

Jährliche Kostensenkungen in Mio. €	2003	2004	2005	2006	Gesamt
Reorganisation		150	160	190	500
Akquisitionssynergien	60	30	50	40	180
Gesamt	60	180	210	230	680

Im Rahmen von zwei bis Ende 2006 laufenden Programmen wollen wir unser jährliches Kostenniveau um 680 Mio. € absenken:

- Das erste Programm mit einem Zielvolumen von 500 Mio. € umfasst Maßnahmen im Rahmen der im Oktober 2003 eingeleiteten Reorganisation des RWE-Konzerns. Im Mittelpunkt stehen dabei das deutsche Energiegeschäft, die Wasseraktivitäten und der IT-Bereich. Bis Ende 2005 hatten wir bereits Einsparungen von 310 Mio. € umgesetzt.
- Mit dem zweiten, 2002 begonnenen Programm nutzen wir Synergiepotenziale aus den Großakquisitionen der letzten Jahre. Das Einsparziel beträgt 180 Mio. €. Davon entfallen 100 Mio. € auf die Zusammenlegung von Querschnittsfunktionen unserer britischen Unternehmen RWE npower und RWE Thames Water. Bei unseren tschechischen Gasgesellschaften streben wir ein Volumen von 80 Mio. € an. Bis Ende 2005 konnten wir bereits Synergien von insgesamt 140 Mio. € heben.

Trotz des geplanten Verkaufs unseres britischen und nordamerikanischen Wassergeschäfts sind wir zuversichtlich, die vollen 680 Mio. € einsparen zu können. Wegfallendes Synergiepotenzial werden wir durch zusätzliche Maßnahmen kompensieren. Für das laufende Geschäftsjahr ergibt sich damit ein Zielvolumen von 230 Mio. €. Davon konnten wir im ersten Halbjahr bereits 120 Mio. € realisieren.

Sachinvestitionen um 19% über Vorjahr

Im ersten Halbjahr haben wir Investitionen in Höhe von 1.661 Mio. € getätigt. Das sind 16 % mehr als im Vergleichszeitraum 2005. Unsere Ausgaben für Sachanlagen erhöhten sich um 19% auf 1.590 Mio. €. Der Anstieg entfällt größtenteils auf RWE Power. Wichtigstes Einzelprojekt ist hier der Bau eines 2.100-MW-Braunkohledoppelblocks mit optimierter Anlagentechnik am Standort Neurath, den wir im September letzten Jahres beschlossen haben. Hinzu kamen Mehrausgaben für den Ausbau der Gasförderung in Großbritannien und Ägypten. RWE npower hat ihre Sachinvestitionen nahezu verdoppelt. Schwerpunkt ist die Nachrüstung des Steinkohlekraftwerks in Aberthaw mit einer Rauchgas-Entschwefelungsanlage. Auch im Wasserbereich haben wir die Sachmittel aufgestockt. Im Zentrum unserer Investitionstätigkeit standen Infrastrukturmaßnahmen im Großraum London und in unseren nordamerikanischen Versorgungsgebieten. Einzig bei RWE Energy blieben die Mittel für Sachanlagen etwas hinter dem Vorjahreswert zurück. Wegen der kalten und lang anhaltenden Winterwitterung war es im ersten Quartal zu Verzögerungen bei Maßnahmen zur Verbesserung der deutschen Netzinfrastruktur gekommen. Diese konnten noch nicht in vollem Umfang aufgeholt werden. Im Gesamtjahr will RWE Energy aber mehr investieren als 2005, soweit es durch Entscheidungen der Regulierungsbehörde nicht zu nachhaltig negativen Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kommt. Der Mitteleinsatz des RWE-Konzerns für Finanzanlagen fiel mit 71 Mio. € nur geringfügig aus.

Investitionen in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2005
Sachinvestitionen*				
RWE Power	536	383	153	842
Davon: RWE Dea	193	137	56	290
RWE Energy	259	292	-33	1.064
RWE npower	139	72	67	315
Bereich Wasser	645	585	60	1.388
Davon: Nordamerika	210	181	29	520
Sonstige, Konsolidierung	11	7	4	58
Gesamt	1.590	1.339	251	3.667
Finanzanlageinvestitionen				
RWE Power	-	-	-	-
Davon: RWE Dea	-	-	-	-
RWE Energy	145	75	70	174
RWE npower	10	-	10	227
Bereich Wasser	4	9	-5	17
Davon: Nordamerika	-	-	-	-
Sonstige, Konsolidierung	-88	14	-102	58
Gesamt	71	98	-27	476
Investitionen gesamt	1.661	1.437	224	4.143

* Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte

Eckdaten der Kapitalflussrechnung

Im ersten Halbjahr 2006 haben wir einen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 3.359 Mio. € erwirtschaftet. Im Vorjahresvergleich ist das ein Anstieg um 394 Mio. € bzw. 13 %, der im Wesentlichen auf der guten Ergebnisentwicklung beruht. Allerdings hatten wir gegenläufige Effekte im Nettoumlaufvermögen (Working Capital). Diese entstanden hauptsächlich dadurch, dass wir im Berichtszeitraum Working Capital aufgebaut, im Vorjahreszeitraum dagegen abgebaut haben. Unsere Ausgaben für Investitionen lagen um 1.469 Mio. € über den Einnahmen aus Anlagenabgängen und Unternehmensverkäufen. Die Finanzierungstätigkeit führte zu einem Mittelabfluss von 1.829 Mio. €. Um diesen Betrag überstiegen die Tilgungen und Ausschüttungen die Aufnahme neuer Schulden.

Kapitalflussrechnung¹ in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	3.359	2.965	13,3	5.304
Davon: Veränderung des Nettoumlaufvermögens ²	-89	526	-116,9	204
Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.469	-1.123	-30,8	-2.049
Mittelabfluss aus der Finanzierungstätigkeit	-1.829	-1.571	-16,4	-3.384
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-9	26	-134,6	34
Veränderung der flüssigen Mittel	52	297	-82,5	-95
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	3.359	2.965	13,3	5.304
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-1.590	-1.339	-18,7	-3.667
Free Cash Flow	1.769	1.626	8,8	1.637

1 Die Angaben beziehen sich nur auf fortgeführte Aktivitäten. Die vollständige Kapitalflussrechnung findet sich auf S. 38.

2 Angepasste Vorjahreszahlen (siehe Erläuterung auf S. 14 und S. 41)

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Sachinvestitionen, ergibt den Free Cash Flow. Dieser erhöhte sich um 143 Mio. € auf 1.769 Mio. € – trotz der um 251 Mio. € gestiegenen Sachinvestitionen. Grund war der verbesserte operative Mittelzufluss.

Nettoverschuldung auf 9,5 Mrd. € gesenkt

Gegenüber Ende 2005 konnten wir unsere Nettofinanzschulden um 1.988 Mio. € auf 9.450 Mio. € verringern – trotz Ausschüttungen von 1.202 Mio. €. Dazu hat in erster Linie der hohe Free Cash Flow beigetragen. Außerdem erzielten wir Desinvestitionserlöse von 447 Mio. €. Durch Entkonsolidierungen sind Finanzverbindlichkeiten von insgesamt 501 Mio. € entfallen. Bilanzierungsänderungen, die nach IFRS erforderlich waren, minderten unsere Nettofinanzverbindlichkeiten um 246 Mio. €, Wechselkursänderungen um weitere 298 Mio. €. Finanzderivate, mit denen wir unsere Verbindlichkeiten gegen Währungseinflüsse absichern, hatten zum 30. Juni 2006 einen Marktwert von 1,3 Mrd. €. In der Nettoverschuldung werden die Derivate allerdings nicht berücksichtigt.

Nettofinanzschulden in Mio. €	30.06.06	31.12.05	+/- in %
Flüssige Mittel	1.483	1.431	3,6
Wertpapiere	11.434	11.356	0,7
Sonstiges Finanzvermögen	4.287	3.603	19,0
Bruttofinanzvermögen	17.204	16.390	5,0
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten ggü. Kreditinstituten, Commercial Paper	24.365	24.982	-2,5
Sonstige Finanzschulden	2.289	2.846	-19,6
Bruttofinanzschulden	26.654	27.828	-4,2
Nettofinanzschulden	9.450	11.438	-17,4

Mitarbeiterzahl operativ um 2 % angestiegen

Zum 30. Juni 2006 beschäftigte der RWE-Konzern 85.443 Mitarbeiter (umgerechnet in Vollzeitstellen), davon 48 % (41.431) außerhalb Deutschlands. Gegenüber dem 31. Dezember 2005 hat sich der Personalbestand um 485 Mitarbeiter bzw. 0,6 % verringert. Durch Unternehmenszukäufe und -verkäufe sind per Saldo 1.971 Beschäftigte aus dem Konzern ausgeschieden. Konsolidierungsbereinigt erhöhte sich unser Personalstand um 1.486 Mitarbeiter bzw. 1,8 %, in Deutschland um 423 Mitarbeiter bzw. 1,0 %.

Mitarbeiter*	30.06.06	31.12.05	+/- in %
RWE Power	18.528	18.702	-0,9
RWE Energy	37.983	37.598	1,0
RWE npower	10.836	10.125	7,0
Bereich Wasser	14.910	16.306	-8,6
Sonstige	3.186	3.197	-0,3
RWE-Konzern	85.443	85.928	-0,6

* Umgerechnet in Vollzeitstellen

Forschung und Entwicklung: Schwerpunkt auf Emissionsverringerung

Im ersten Halbjahr 2006 haben wir 39 Mio. € für Forschung und Entwicklung (F&E) eingesetzt, mehr als doppelt so viel wie im Vergleichszeitraum 2005. Dazu trug bei, dass wir im Januar mit dem Bau einer Braunkohlevortrocknungsanlage am Standort Niederaußem begonnen haben. Wir versprechen uns davon Wirkungsgradverbesserungen in der Braunkohleverstromung von bis zu vier Prozentpunkten.

Effizienzsteigerung und Emissionssenkung in fossil befeuerten Kraftwerken bilden wegen ihrer Bedeutung für einen ausgewogenen Energiemix den Schwerpunkt unserer F&E-Maßnahmen. Wir unterstützen Forschungsprojekte, die Verfahren zur Abtrennung von Kohlendioxid im Kraftwerksprozess entwickeln. Die Inbetriebnahme eines CO₂-freien 450-MW-Kohlekraftwerks ist für 2014 geplant. Für unsere Kraftwerke jüngeren Baudatums entwickeln wir Verfahren, mit denen das Kohlendioxid nach der Stromerzeugung aus dem Rauchgas „ausgewaschen“ wird. Dabei setzen wir auf Kooperation mit Partnern aus Anlagenbau und chemischer Industrie. Erste Praxistests sollen ab 2008 im Pilotmaßstab und ab 2010 in Demonstrationsanlagen an unseren Braunkohlekraftwerken durchgeführt werden. Da mit der CO₂-Abtrennung zwangsläufig Wirkungsgradverluste verbunden sind, arbeiten wir parallel daran, die Effizienz von Kraftwerken zu verbessern. Diesem Ziel dient der bereits erläuterte Bau einer Pilotanlage zur Braunkohletrocknung vor dem Verbrennungsprozess. Außerdem setzen wir die Entwicklungsarbeit für das so genannte „700-Grad-Kraftwerk“ fort, das – ebenso wie die Braunkohlevortrocknung – Wirkungsgradsteigerungen von bis zu vier Prozentpunkten ermöglicht.

Ein weiteres Tätigkeitsfeld im F&E-Bereich ist die dezentrale Stromversorgung. Auch regenerative Energien stehen im Fokus unserer F&E-Aktivitäten. So planen wir den Bau eines 700-kW-Biomasse-Kraftwerks in Neurath. Im Rahmen dieses Projekts untersuchen wir u. a. Wege zur Optimierung von Anlagentechnik und Logistik sowie des Anbaus der im Kraftwerksprozess als Brennstoff verwendeten Pflanzen.

Ausblick 2006

Wirtschaftsforschungsinstitute erwarten stabile Konjunktur

Trotz der konjunkturdämpfenden Einflüsse höherer Zinsen wird die Weltwirtschaft auch 2006 kräftig expandieren. Führende Wirtschaftsforschungsinstitute rechnen mit Wachstumsraten mindestens auf Vorjahreshöhe. In Deutschland, unserem größten Markt, soll das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) um rund 2 % steigen und damit doppelt so stark wie im Vorjahr. Basis dafür sind höhere Anlagen- und Bauinvestitionen sowie eine leichte Belebung des Konsums. Teilweise beruht der Nachfrageanstieg aber auch auf Vorzieheffekten durch die für 2007 beschlossene Mehrwertsteuererhöhung. In Großbritannien dürfte sich der derzeitige moderate Aufschwung fortsetzen. Bei hoher Kapazitätsauslastung und guter Ertragslage im Unternehmenssektor ist mit einer Belebung der Investitionen zu rechnen. Die Konjunkturforscher erwarten ein reales Wachstum von über 2 %. Ihre Prognose für die EU-Staaten Zentralosteuropas fällt noch günstiger aus. Das reale BIP dieser Volkswirtschaften könnte teilweise um mehr als 4 % steigen. In Ungarn dürften allerdings die zur Jahresmitte beschlossenen Sparmaßnahmen der Regierung das Wachstum bremsen. Die Aussichten für die USA haben sich eingetrübt. Gründe sind höhere Zinsen und eine schwächere Konsumneigung. Trotzdem gehen Konjunkturforschungsinstitute davon aus, dass das preisbereinigte Wachstum 2006 nicht wesentlich unter dem Vorjahreswert von 3,5 % liegen wird.

Kein Ende der Hausse auf den Brennstoffmärkten in Sicht

Die Preise an den Weltenergiemärkten werden sich auch im weiteren Jahresverlauf auf hohem Niveau bewegen. Ein Ende der Rohöl-Hausse ist nicht in Sicht. Das Barrel Brent notierte bis zuletzt deutlich über der Marke von 70 US-\$. Angesichts weiterhin knapper Förder- und Raffineriekapazitäten und anhaltender geopolitischer Risiken ist eine deutliche Verbilligung vorerst nicht zu erwarten. Durch den Einfluss der Ölmärkte werden auch die Gaspreise hoch bleiben. Die Steinkohlenotierungen in Nordwesteuropa haben seit Ende 2005 wieder angezogen. Somit ist auch hier von weiterhin hohen Beschaffungskosten auszugehen.

Neben der Preisentwicklung an den Brennstoffmärkten prägt auch der europäische Emissionshandel die Kostenentwicklung in der Stromerzeugung. Wie bereits erläutert, haben sich die Notierungen im Emissionshandel nach einem massiven Preiseinbruch Ende April wieder etwas erhöht. Zertifikate für 2006 kosteten zuletzt 15 € je Tonne CO₂ (Stand: 4. August 2006) und damit weniger als im Vorjahresdurchschnitt (18 €). Wir rechnen mit weiterhin hoher Volatilität.

Strommarktpreise weiter auf hohem Niveau

Wegen der anhaltend hohen Brennstoffkosten und unverändert knapper Erzeugungskapazitäten in den größten europäischen Energiemärkten werden sich die Strom-Großhandelspreise zumindest mittelfristig auf hohem Niveau bewegen. Dazu wird auch der Emissionshandel beitragen. Für das laufende Geschäftsjahr haben wir unsere Stromproduktion bereits nahezu vollständig verkauft. Auch für 2007 sind bereits mehr als 90 % unserer Erzeugung am Markt platziert.

Konzernumsatz voraussichtlich über Vorjahr

Der Umsatz wird aus heutiger Sicht über Vorjahresniveau liegen. Diese, wie auch die nachfolgenden Prognosen basieren auf Wechselkursannahmen für 2006 von 1,25 US-\$ / € und 0,70 £ / €. Für die geplante Veräußerung von RWE Thames Water und American Water unterstellen wir, dass sie sich erst auf den Jahresabschluss 2007 auswirkt. Das erwartete Umsatzwachstum ergibt sich aus Preisanpassungen bei Strom, Gas und Wasser, mit denen wir steigende Beschaffungskosten und Infrastrukturaufwendungen an unsere Kunden weitergeben. Hinzu kommen Mengenzuwächse im Gasgeschäft – u. a. infolge der kalten Winterwitterung. Durch Unternehmensverkäufe innerhalb der RWE Energy und der RWE Trading entfallen Umsätze in der Größenordnung von 2 Mrd. €.

Weiterer Ergebnisanstieg erwartet

Unsere aktuelle Ergebniserwartung bewegt sich weiterhin im Rahmen der im Februar 2006 veröffentlichten Prognose. Beim EBITDA rechnen wir mit einem Zuwachs im einstelligen Prozentbereich. Das betriebliche Ergebnis wird voraussichtlich etwas stärker ansteigen. Hier erwarten wir ein Plus von 5 bis 10 %.

Zur Ergebnisentwicklung in den Unternehmensbereichen:

RWE Power wird das betriebliche Ergebnis deutlich steigern. Wir erwarten einen Zuwachs im zweistelligen Prozentbereich. Wesentlich dazu beitragen wird die Business Unit Stromerzeugung (inkl. RWE Trading). Ausschlaggebend dafür sind gestiegene Großhandelspreise. Außerdem erwarten wir eine bessere Verfügbarkeit unserer Erzeugungskapazitäten. Höhere Kosten für Brennstoffe, Personal und Kraftwerkswartung werden dagegen belastend wirken. Darüber hinaus rechnen wir mit rückläufigen Margen auf dem Markt für Regelleistung, die zum Ausgleich kurzfristiger Angebots- und Nachfrageschwankungen im Stromnetz eingesetzt wird. Außerdem wird RWE Trading nicht an das hohe Ertragsniveau des Vorjahres anknüpfen können. Bei der Business Unit RWE Dea gehen wir inzwischen von einer Ergebnisverbesserung im zweistelligen Prozentbereich aus. Basis dafür sind die anhaltend hohen Öl- und Gasnotierungen. Etwas gedämpft wird die Ergebnisentwicklung durch höhere Förderabgaben und Explorationskosten. Außerdem rechnen wir mit einer niedrigeren Ölproduktion.

RWE Energy wird das Vorjahresergebnis voraussichtlich nicht erreichen. Grund sind Belastungen aus der Regulierung des deutschen Netzgeschäfts (siehe Erläuterungen auf S. 13).

RWE npower wird das betriebliche Ergebnis aus heutiger Sicht auf Vorjahreshöhe stabilisieren. Die Erträge aus dem britischen Kraftwerksgeschäft werden wir steigern, da wir in zunehmendem Maße von den erhöhten Strompreisen am Großhandelsmarkt profitieren. Allerdings hat RWE npower bereits in Vorjahren einen Teil der aktuellen Erzeugung zu den damaligen, noch deutlich niedrigeren Marktpreisen verkauft. Für diese Mengen werden wir Mehrkosten aus gestiegenen Brennstoffpreisen und für CO₂-Emissionszertifikate nicht voll kompensieren können. Hinzu kommen Belastungen durch Kraftwerksausfälle. Im britischen Vertriebsgeschäft zeichnet sich zunehmender Margendruck ab. Zwar entwickelt sich unser Marktanteil positiv, wir können aber deutlich gestiegene Gasbeschaffungskosten noch nicht vollständig an unsere Kunden weiter-

geben. Durch temperaturbedingten Mehrabsatz und erhöhte Kundenzahlen schlagen sich die gestiegenen Gaspreise in diesem Jahr besonders stark in den Bezugskosten nieder. Daneben rechnen wir mit Mehraufwand durch die Förderung von Energiesparmaßnahmen bei britischen Haushalten, zu der die Versorger vom Staat verpflichtet werden. Für 2007 sind wir zuversichtlich, dass sich die Ertragslage von RWE npower wieder erheblich verbessert.

Der **Bereich Wasser** wird das Ergebnisniveau des Vorjahres nicht erreichen. Dazu tragen vor allem die bereits erwähnten Sondereffekte aus Entkonsolidierungen, Umgliederungen und Bilanzierungsänderungen bei. Zwar profitieren wir im regulierten britischen und nordamerikanischen Geschäft von Tarifierhöhungen. Dem stehen allerdings steigende Betriebskosten gegenüber, u. a. durch höhere Energiepreise. Unsere Aufwendungen zur Verbesserung der Londoner Netzinfrastruktur werden höher ausfallen als 2005. Hinzu kommen unerwartete Ergebniseinbußen infolge der anhaltenden Trockenheit in Großbritannien.

Nettoergebnis: Risiken durch deutsche Netzregulierung

Wegen der guten operativen Entwicklung wird auch das Nettoergebnis des RWE-Konzerns über Vorjahr liegen. Unsere bisherige Prognose sah einen Anstieg um 10 % bis 20 % vor. Inzwischen rechnen wir allerdings mit einem Wert am unteren Rand dieses Korridors. Das beruht auf zwei Faktoren: Zum einen haben wir unsere Erwartungen für das betriebliche Ergebnis der RWE Energy und des Wasserbereichs anpassen müssen. Zum anderen wird sich das neutrale Ergebnis in geringerem Maße verbessern als geplant.

Die Prognose für das Nettoergebnis steht unter dem Vorbehalt, dass nicht zusätzliche Gegenmaßnahmen getroffen werden müssen, die durch die Entgeltkürzungen im deutschen Netzgeschäft erforderlich werden. Erste Rückstellungen dafür sind bereits in der Prognose enthalten. Da uns die gesamte Auswirkung der Regulierung möglicherweise erst im vierten Quartal bekannt ist, können wir den Umfang dieser Maßnahmen und damit die endgültige Höhe der Rückstellungen aber erst im Rahmen des Jahresabschlusses festlegen. Bei dem um Sondereffekte bereinigten nachhaltigen Nettoergebnis – der Bezugsgröße für die Bemessung der Dividende – erwarten wir weiterhin einen Anstieg um 10 bis 20 %.

Vorbehaltlich dieser Risiken gehen wir davon aus, dass unser neutrales Ergebnis etwas besser ausfallen wird als im Vorjahr. Wir unterstellen dabei, dass 2006 keine wesentlichen Firmenwert-Abschreibungen vorgenommen werden müssen. Voraussichtlich fallen wesentlich niedrigere Erträge aus der Änderung der Kernenergie-Rückstellungen an. Außerdem haben wir auflaufende Vorbereitungskosten im Zuge des geplanten Verkaufs des Wasserbereichs zu berücksichtigen. Hinzu kommen die erwähnten ersten Vorsorgen für Gegenmaßnahmen angesichts der Netzregulierung.

Beim Finanzergebnis rechnen wir mit einem Wert deutlich unter Vorjahr, denn wir werden weniger Buchgewinne aus der Veräußerung von Wertpapieren realisieren. Diese waren 2005 außerordentlich hoch ausgefallen.

Sachanlageinvestitionen über Vorjahreshöhe

Die Sachanlageinvestitionen werden sich in diesem Jahr voraussichtlich deutlich erhöhen. Den stärksten Zuwachs planen wir im deutschen Kraftwerksgeschäft der RWE Power. Im Zentrum steht hier der Bau des Braunkohle-Doppelblocks am Standort Neurath. Wir beginnen in diesem Jahr auch mit den Vorarbeiten für das 1.500-MW-Steinkohlekraftwerk in Hamm. Außerdem werden wir stärker in die Öl- und Gasförderung investieren. Bei RWE Energy bleibt das Investitionsvolumen nur dann auf hohem Niveau, wenn es durch Entscheidungen der Regulierungsbehörde nicht zu nachhaltig negativen Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kommt. RWE npower wird ihr Kraftwerkportfolio modernisieren und ausbauen und dafür mehr Mittel einsetzen als im Vorjahr. Auch der Wasserbereich hat das Investitionsbudget aufgestockt. Im Mittelpunkt stehen dabei Infrastrukturverbesserungen im Großraum London und in unseren nordamerikanischen Versorgungsgebieten. Insgesamt erwarten wir für den RWE-Konzern Sachinvestitionen von 4,5 bis 4,8 Mrd. €.

Nettoverschuldung weiterhin auf niedrigem Niveau

Die Nettofinanzverbindlichkeiten werden sich aus heutiger Sicht zum Jahresende in einer Größenordnung von 10 Mrd. € bewegen. Auf diesem Niveau wollen wir die Verschuldung auch nach dem geplanten Verkauf der Wasseraktivitäten halten. Wir haben dafür eine neue Obergrenze von 10 bis 12 Mrd. € definiert. Sie lag vor der Ankündigung des Verkaufsvorhabens bei 17 Mrd. €. Unsere gute Reputation als Anleihe-Emittent bietet uns jederzeit Zugang zu kurz- und langfristigen Finanzierungsquellen. Für 2006 betragen unsere Kapitalmarktfälligkeiten 0,7 Mrd. €. Wir beabsichtigen, sie nicht zu refinanzieren.

Mitarbeiterzahl: Rückgang wegen Unternehmensverkäufen

Im laufenden Geschäftsjahr wird der Personalstand weiter zurückgehen, u. a. wegen des Verkaufs von Randaktivitäten im Wasserbereich und von RWE Solutions. Ohne diese Effekte würde sich die Mitarbeiterzahl im Konzern jedoch leicht erhöhen.

Forschung und Entwicklung: Steigender Mitteleinsatz für umweltschonende Stromerzeugung

Für das laufende Geschäftsjahr haben wir das F&E-Budget auf 68 Mio. € aufgestockt und werden es nach 2006 weiter deutlich steigern. In diesem Betrag ist der geplante Bau eines CO₂-freien Kraftwerks noch nicht berücksichtigt. Wir intensivieren unsere Maßnahmen zur Effizienzverbesserung und Emissionsreduktion in der Stromerzeugung (siehe S. 28). Die Weiterentwicklung klimaschonender Technologien hat hohe Priorität für uns. Ein weiteres Tätigkeitsfeld im F&E-Bereich ist die dezentrale Stromversorgung. Auch die Nutzung von Biomasse wollen wir vorantreiben. Regenerative Energien sind für RWE eine tragende Säule klimaschonender Energiepolitik.

Entwicklung der Risikosituation

Der RWE-Konzern betreibt die kontinuierliche Früherkennung sowie standardisierte Erfassung, Bewertung, Steuerung und Überwachung von Risiken durch ein konzernweites Risikomanagementsystem. Unser Ziel ist es, möglichst frühzeitig Informationen über Risiken und die damit verbundenen finanziellen Auswirkungen zu erlangen, um mit geeigneten Maßnahmen gegensteuern zu können.

Wir bewerten die Risiken nach ihrer Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit und fassen sie auf Ebene der Business Units und Unternehmensbereiche wie auch auf Konzernebene zusammen. Hierbei wird die potenzielle Schadenshöhe eines Risikos an den Referenzgrößen betriebliches Ergebnis und Eigenkapital der jeweiligen Unternehmenseinheit und des Konzerns gespiegelt. Wir ermöglichen damit eine systematische und konzern einheitliche Analyse unserer aktuellen Risikosituation, auf deren Basis sich für die Unternehmenseinheiten konkrete Risikosteuerungsmaßnahmen ableiten lassen.

Die bedeutendsten Risiken und Chancen unterscheiden wir wie folgt:

- **Veränderungen von Rohstoffpreisen:** Auf der Erzeugungsseite ergeben sich Risiken und Chancen vor allem aus der Stromproduktion. Diese wird in starkem Maße von der Entwicklung der Marktpreise für Strom, fossile Brennstoffe (insbesondere Steinkohle und Gas) und CO₂-Zertifikate beeinflusst. Ein Risiko liegt beispielsweise darin, dass höhere Rohstoffpreise nicht über steigende Strompreise weitergegeben werden können. Chancen ergeben sich dagegen aus einer Erhöhung der Spanne zwischen dem Strompreis und den Preisen fossiler Brennstoffe. Neben der Erzeugungsseite ist auch das Vertriebsgeschäft mit Risiken verbunden. Diese resultieren z. B. aus unerwarteten Nachfrageschwankungen aufgrund von Temperaturänderungen. Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten ermitteln wir mit speziellen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung aktueller Terminpreise und erwarteter Preisvolatilitäten. Zur Risikominderung auf der Beschaffungs- und Absatzseite setzen wir u. a. Finanzderivate ein. Weitere Risiken und Chancen ergeben sich aus unserer Erdöl- und Gasförderung. Unerwartet negativen Preisveränderungen begegnen wir auch hier durch den gezielten Einsatz von derivativen Absicherungsinstrumenten.

Durch die Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte ergeben sich Preis- und Absatzrisiken, aber auch neue Vermarktungs-Chancen. Den Risiken begegnen wir mit einer differenzierten Preisstrategie, der darauf abgestimmten Vertriebspolitik und intensiven Maßnahmen auf der Kostenseite.

Mit unseren Handelsaktivitäten verfolgen wir primär das Ziel, Ergebnisrisiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten einzugrenzen. Unser Handelsbereich dient dabei als zentrale Plattform zur Absicherung gegenüber Rohstoffpreisrisiken im RWE-Konzern. Dadurch wird eine stabile Kalkulationsgrundlage für unser Unternehmen geschaffen. Zusätzlich schließen wir Handelsgeschäfte ab, um in begrenztem Umfang Preisänderungen gezielt zu nutzen. Hieraus resultieren Risiken aus unerwarteten Preisschwankungen sowie auch Kreditrisiken, falls Handelspartner ihren vertraglichen Verpflichtungen nicht nachkommen. Das integrierte Handels- und Risikomanagementsystem des RWE-Konzerns ist eng an den für Handelsgeschäfte geltenden Best-Practice-Regelungen ausgerichtet. Spezifische Kenngrößen für Preisrisiken werden täglich ermittelt. Risiko-Obergrenzen werden vom Risiko-Komitee der RWE AG festgelegt und kontinuierlich überwacht. Zur Messung des Preisrisikos im Energiehandel greifen wir u. a. auf die Value-at-Risk-Methode zurück.

- **Betriebsrisiken:** Entlang unserer Wertschöpfungskette betreiben wir technologisch komplexe, vernetzte Produktionsanlagen. Dabei können nicht versicherte Schäden an unseren Tagebaugeräten, Förderanlagen oder an Kraftwerksanlagenteilen auftreten, die die Ertragslage belasten. Wegen des zunehmenden Alters der Kraftwerkskomponenten steigt das Risiko ungeplanter Betriebsunterbrechungen in unseren Kraftwerken. Im Netzbereich bestehen Risiken aus der Zerstörung von Anlagen durch höhere Gewalt, wie z. B. Wettereinflüsse. Dem begegnen wir mit hohen Sicherheitsstandards und regelmäßigen Prüf-, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten. Wir begrenzen Betriebsrisiken durch Versicherungen, sofern es wirtschaftlich sinnvoll ist.

- **Veränderungen finanzwirtschaftlicher Preise:** Auch Währungs-, Zins- und Aktienkursänderungen können das Ergebnis unserer Geschäftstätigkeit beeinflussen. Wegen unserer internationalen Präsenz kommt dem Management von Wechselkursveränderungen eine hohe Bedeutung zu. Das britische Pfund und der US-Dollar stellen unsere wichtigsten Fremdwährungen dar. RWE betreibt in beiden Währungsräumen einen wesentlichen Teil der Geschäftsaktivitäten. Außerdem notieren Brennstoffe in diesen Währungen. Die Konzerngesellschaften außerhalb der Eurozone sind grundsätzlich verpflichtet, sämtliche lokalen Währungsrisiken über die Konzernholding RWE AG abzusichern. Diese ermittelt die Nettofinanzposition je Währung und sichert sie – wenn nötig – mit externen Marktpartnern ab. Zur Risikomessung wird der Value at Risk (VaR) bestimmt. Ein vom Vorstand der RWE AG festgelegtes Limitsystem schränkt die jeweiligen Risiken ein. Der VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag zum Ende des ersten Halbjahres 2006 bei 0,25 Mio. €. Diesem und allen später genannten VaR-Werten liegt ein Konfidenzintervall von 95 % zugrunde. Außerdem wird eine Haltedauer der jeweiligen Positionen bzw. Wertpapiere von einem Tag unterstellt. Große Bedeutung messen wir auch dem Zinsmanagement bei. Unser Zinsrisiko resultiert hauptsächlich aus unseren Finanzschulden und zinstragenden Anlagen. Risiken entstehen sowohl aus dem Anstieg als auch aus dem Sinken der Zinskurve. Gegen negative Wertveränderungen aus unerwarteten Zinsbewegungen sichern wir uns durch originäre und derivative Finanzgeschäfte ab. Der VaR aus Zinsverpflichtungen unserer Finanzschulden und zugehöriger Absicherungsgeschäfte belief sich zum 30. Juni 2006 auf 47,7 Mio. €. Der VaR aus zinstragenden Anlagen unter Einschluss der Absicherungen betrug 24,9 Mio. €. Auch bei der Aktienanlage sind wir Risiken und Chancen ausgesetzt. Der VaR für das Aktienkursrisiko lag zum Halbjahresende bei 36,8 Mio. €. Die Chancen und Risiken aus den Wertveränderungen der Wertpapiere werden durch professionelles Fondsmanagement gesteuert.

- **Kreditrisiko:** In unserem Finanz- und Handelsbereich bestehen vorwiegend Kreditbeziehungen zu Banken und anderen Handelspartnern mit guter Bonität. Durch Festlegung von Limiten für das Handeln mit Geschäftspartnern und gegebenenfalls durch das Stellen von Barsicherheiten schränken wir das Kreditrisiko in beiden Bereichen ein. Zudem setzen wir Kreditversicherungen und Bankgarantien ein. Die Überwachung des Kreditrisikos erfolgt im Handelsbereich auf täglicher, im Finanzbereich auf wöchentlicher Basis.

In unserem Vertriebsgeschäft sind wir Kreditrisiken ausgesetzt, weil Kunden möglicherweise ihren Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen. Durch regelmäßige Bonitätsanalyse unseres Kundenportfolios im Rahmen einer Kreditrisiko-Richtlinie schränken wir dieses Risiko ein.

- **Regulierungsrisiken:** Auch der ständige Wandel des politischen, rechtlichen und gesellschaftlichen Umfelds kann die Ertragslage des RWE-Konzerns erheblich beeinflussen. Angesichts des hohen Anteils von Braun- und Steinkohlekraftwerken in unserem Stromerzeugungsportfolio sind wir Risiken aus dem EU-weiten CO₂-Emissionshandelssystem ausgesetzt. Diese können sich insbesondere aus einer Änderung der Zuteilungsregeln und nationalen Emissionsbudgets für die zweite Handelsperiode (2008–2012) mit entsprechenden Auswirkungen auf den Preis für CO₂-Zertifikate ergeben. Die CO₂-Preisrisiken sind daher integraler Bestandteil unseres zentralen Risikomanagementsystems. Wir streben an, die spezifischen CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren und mit anstehenden Kraftwerksinvestitionen das Gesamtportfolio noch flexibler auszurichten.

Bei unseren deutschen Strom- und Gasnetzen bestehen derzeit erhebliche Ergebnisrisiken durch regulatorische Eingriffe. Allerdings besteht noch Ungewissheit über die Höhe der konkreten Effekte der Regulierung.

- **Rechtliche Risiken:** Gesellschaften des RWE-Konzerns sind im Rahmen ihres Geschäftsbetriebs in Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. RWE erwartet dadurch jedoch keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf die wirtschaftliche und finanzielle Situation des RWE-Konzerns. Darüber hinaus sind Gesellschaften im Unternehmensbereich RWE Energy an verschiedenen administrativen und regulatorischen Verfahren (inkl. Genehmigungsverfahren) direkt beteiligt bzw. von deren Ergebnissen betroffen.

Aufgrund genehmigungsrechtlicher Risiken in unseren Tagebauen und Kernkraftwerken könnte es ferner zu einer Beeinträchtigung der Rohstoff-Förderung sowie der Stromerzeugung kommen. Diesem Risiko beugen wir durch sorgfältige Vorbereitung und Begleitung unserer Genehmigungsanträge so weit wie möglich vor.

Im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen sind von außen stehenden Aktionären mehrere Spruchverfahren zur Überprüfung der Angemessenheit der Umtauschverhältnisse bzw. der Höhe der angebotenen Barabfindung eingeleitet worden. Wir gehen davon aus, dass die gutachterlich ermittelten und von Wirtschaftsprüfungsgesellschaften überprüften Umtauschverhältnisse und Barabfindungen angemessen sind und einer gerichtlichen Prüfung standhalten.

Weitere Informationen zum Risikomanagement enthält der Geschäftsbericht 2005.

Zukunftsbezogene Aussagen. Dieser Bericht enthält Aussagen, die sich auf die zukünftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie wirtschaftliche und politische Entwicklungen beziehen. Diese Aussagen stellen Einschätzungen dar, die wir auf Basis aller uns zum jetzigen Zeitpunkt zur Verfügung stehenden Informationen getroffen haben. Sollten die zu Grunde gelegten Annahmen nicht eintreffen oder weitere Risiken eintreten, so können die tatsächlichen Ergebnisse von den zurzeit erwarteten Ergebnissen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Aussagen daher nicht übernehmen.

Gewinn- und Verlustrechnung des RWE-Konzerns*

in Mio. €	Apr–Jun 2006	Apr–Jun 2005	Jan–Jun 2006	Jan–Jun 2005
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	10.524	9.707	24.331	20.727
Erdgas- / Stromsteuer	-304	-267	-760	-671
Umsatzerlöse	10.220	9.440	23.571	20.056
Bestandsveränderung der Erzeugnisse / andere aktivierte Eigenleistungen	165	113	281	236
Materialaufwand	-6.047	-5.684	-14.726	-12.110
Personalaufwand	-1.252	-1.349	-2.481	-2.594
Abschreibungen	-721	-706	-1.436	-1.391
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-1.076	-480	-1.840	-1.102
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit fortgeführter Aktivitäten	1.289	1.334	3.369	3.095
Ergebnis aus at-equity bilanzierten Beteiligungen	131	88	230	196
Übriges Beteiligungsergebnis	39	-1	56	157
Finanzerträge	695	441	1.565	1.063
Finanzaufwendungen	-1.100	-972	-2.557	-2.115
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	1.054	890	2.663	2.396
Ertragsteuern	-401	-400	-913	-841
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	653	490	1.750	1.555
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	-1	-	16	-
Ergebnis	652	490	1.766	1.555
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	-41	-38	-107	-128
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	611	452	1.659	1.427
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	1,09	0,81	2,95	2,54
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €	(1,09)	(0,81)	(2,92)	(2,54)
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €	(0,00)	(0,00)	(0,03)	(0,00)

* Angepasste Vorjahreszahlen

Bilanz des RWE-Konzerns*

Aktiva in Mio. €	30.06.06	31.12.05
Langfristiges Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	17.860	18.551
Sachanlagen	34.837	36.089
Investment Properties	470	476
At-equity bilanzierte Beteiligungen	2.641	2.617
Übrige Finanzanlagen	1.867	1.842
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	7.324	8.315
Latente Steuern	3.822	3.790
	68.821	71.680
Kurzfristiges Vermögen		
Vorräte	2.085	2.257
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	7.121	8.325
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	12.383	14.543
Wertpapiere	10.390	10.344
Flüssige Mittel	1.483	1.431
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	1.324	878
	34.786	37.778
	103.607	109.458
Passiva in Mio. €	30.06.06	31.12.05
Eigenkapital		
Anteile des RWE-Konzerns	11.385	11.431
Anteile anderer Gesellschafter	619	926
	12.004	12.357
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	27.728	28.064
Finanzverbindlichkeiten	19.053	21.458
Übrige Verbindlichkeiten	9.198	10.670
Latente Steuern	4.943	4.873
	60.922	65.065
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen	4.866	4.784
Finanzverbindlichkeiten	7.607	5.994
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.733	7.497
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	1.288	533
Übrige Verbindlichkeiten	11.187	13.228
	30.681	32.036
	103.607	109.458

* Angepasste Vorjahreszahlen

Kapitalflussrechnung des RWE-Konzerns*

in Mio. €	Jan–Jun 2006	Jan–Jun 2005
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	1.750	1.555
Abschreibungen / Zuschreibungen	1.443	1.423
Veränderung der Rückstellungen	348	-257
Latente Steuern / zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen / Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	-93	-282
Veränderung Nettoumlaufvermögen	-89	526
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	3.359	2.965
Investitionen in Anlagegegenstände	-1.661	-1.437
Einnahmen aus Abgängen von Anlagegegenständen	407	288
Veränderung Wertpapiere und Geldanlagen	-215	26
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.469	-1.123
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.829	-1.571
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel fortgeführter Aktivitäten	61	271
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-9	26
Veränderung der flüssigen Mittel	52	297
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	1.431	1.526
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	1.483	1.823
Finanzvermögen zum Anfang des Berichtszeitraums	16.390	14.998
Finanzvermögen zum Ende des Berichtszeitraums	17.204	16.798
Bruttofinanzschulden zum Anfang des Berichtszeitraums	27.828	27.383
Bruttofinanzschulden zum Ende des Berichtszeitraums	26.654	28.783
Nettofinanzschulden zum Anfang des Berichtszeitraums	11.438	12.385
Nettofinanzschulden zum Ende des Berichtszeitraums	9.450	11.985

* Angepasste Vorjahreszahlen

Veränderung des Eigenkapitals des RWE-Konzerns*

in Mio. €	Anteile des RWE- Konzerns	Anteile anderer Gesell- schafter	Summe
Stand: 31.12.04	9.581	874	10.455
Dividendenzahlungen	-844	-206	-1.050
Other Comprehensive Income / Sonstiges	449	65	514
Ergebnis	1.427	128	1.555
Stand: 30.06.05	10.613	861	11.474
Stand: 31.12.05	11.431	926	12.357
Dividendenzahlungen	-984	-218	-1.202
Other Comprehensive Income / Sonstiges	-721	-196	-917
Ergebnis	1.659	107	1.766
Stand: 30.06.06	11.385	619	12.004

* Angepasste Vorjahreszahlen

Anhang

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Der Zwischenbericht zum 30. Juni 2006 wird nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellt.

Im Zwischenbericht werden – mit Ausnahme der nachfolgend beschriebenen Neuregelungen und Änderungen – die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wie im Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2005 angewendet. Für weitere Informationen verweisen wir auf den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2005, der die Basis für den vorliegenden Zwischenabschluss darstellt. Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernabschlusses der RWE AG zum 30. Juni 2006 ein gegenüber dem Jahresabschluss verkürzter Berichtsumfang gewählt.

Für Pensionsrückstellungen, Entsorgungsrückstellungen im Kernenergiebereich und bergbaubedingte Rückstellungen werden dieselben Zinssätze wie zum 31. Dezember 2005 zugrunde gelegt.

Änderung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Der IASB und das IFRIC haben eine Reihe von Änderungen bei bestehenden IFRS sowie einige neue Standards und Interpretationen verabschiedet, die seit dem 1. Januar 2006 verpflichtend anzuwenden sind. Die folgenden Standards und Interpretationen werden im RWE-Konzern im Geschäftsjahr 2006 erstmalig angewendet:

IFRS 6 „Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen“: IFRS 6 regelt die bilanzielle Behandlung von Ausgaben, die im Zusammenhang mit der Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen wie Mineralien, Öl, Erdgas und ähnlichen nicht regenerativen Ressourcen anfallen, bevor die technische und wirtschaftliche Förderbarkeit der Ressource nachgewiesen werden kann. IFRS 6 schreibt keine spezielle Bilanzierungsmethode für Explorations- und Evaluierungsausgaben vor, sondern regelt die Rahmenbedingungen für die Festlegung einer Bilanzierungsmethode durch das bilanzierende Unternehmen. Darüber hinaus schreibt IFRS 6 für Vermögenswerte aus Exploration und Evaluierung die Durchführung von Werthaltigkeitstest gemäß IAS 36 vor. Die erstmalige Anwendung von IFRS 6 hat keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

IAS 19 Änderung (2004) „Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, Gruppenpläne und Angaben“: Durch die Änderung zu IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ lässt der IASB auch die erfolgsneutrale Verrechnung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste mit dem Eigenkapital zu. RWE hat sich entschieden, von dieser Methode zunächst keinen Gebrauch zu machen. Darüber hinaus sind künftig weitergehende Anhang-Angaben zu Pensionsverpflichtungen erforderlich. Die erstmalige Anwendung der Neufassung von IAS 19 hat daher – abgesehen von der geforderten Ausweitung der Anhang-Angaben – keine Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

IAS 32 „Finanzinstrumente: Angaben und Darstellung“: Nach IAS 32 begründen Verträge, die ein Unternehmen zum Kauf eigener Eigenkapitalinstrumente verpflichten, eine finanzielle Verbindlichkeit in Höhe des Barwerts des Kaufpreises. Dies gilt auch dann, wenn die Kaufverpflichtung nur bei Ausübung eines Optionsrechtes durch den Vertragspartner zu erfüllen ist, und ist unabhängig von der Wahrscheinlichkeit einer Ausübung.

RWE wendet diese Vorschrift seit dem 1. Januar 2006 im Einklang mit der Entwicklung in der internationalen Bilanzierungspraxis analog auf den Terminkauf von Minderheitenanteilen und auf mit Andienungsrechten (Put-Optionen) ausgestattete Minderheitsgesellschafter an. Bestimmte Minderheitenanteile werden daher nunmehr unter den übrigen Verbindlichkeiten ausgewiesen. Die Differenz zwischen dem Kauf- bzw. Ausübungspreis und dem Buchwert der Minderheitenanteile wird als von künftigen Ereignissen abhängige Kaufpreisverpflichtung (contingent consideration) in analoger Anwendung der Regelungen zur Abbildung von Unternehmenszusammenschlüssen nach IAS 22 bzw. IFRS 3 behandelt.

Die Vorjahreszahlen wurden rückwirkend angepasst. Zum 1. Januar 2005 resultierten hieraus zusätzliche übrige Verbindlichkeiten in Höhe von 2.082 Mio. € (davon langfristig: 749 Mio. €), zusätzliche Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 1.444 Mio. €, eine Verringerung der geleisteten Anzahlungen in Höhe von 100 Mio. € und eine Eigenkapitalminderung in Höhe von 738 Mio. €. Darin enthalten sind im Wesentlichen die ausgebuchten Minderheitenanteile (663 Mio. €) und die bis zum Ende des Geschäftsjahres 2003 vorzunehmenden planmäßigen Abschreibungen der Geschäfts- oder Firmenwerte (121 Mio. €). In der Gewinn- und Verlustrechnung verringerten sich die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter im ersten Halbjahr 2005 um 58 Mio. € und im Geschäftsjahr 2005 um 132 Mio. €. Dem steht ein Anstieg der Finanzaufwendungen in jeweils gleicher Höhe gegenüber.

Im ersten Halbjahr 2006 ergab sich eine Verringerung der mit dem Barwert bewerteten Kaufpreisverpflichtung in Höhe von 166 Mio. € auf 1.936 Mio. €, die zu einer ergebnisneutralen Anpassung der Geschäfts- oder Firmenwerte in gleicher Höhe führte.

Darüber hinaus waren verschiedene Änderungen zu **IAS 39** erstmalig anzuwenden. Diese Änderungen betreffen das Wahlrecht, Finanzinstrumente in die Kategorie „erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte bzw. finanzielle Verbindlichkeiten“ einzuordnen, die Bilanzierung von Cash Flow Hedges zur Absicherung von Währungsrisiken bei mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretenden künftigen Transaktionen innerhalb eines Konzerns sowie die Bilanzierung von ausgegebenen finanziellen Garantien, die zukünftig in den Anwendungsbereich von IAS 39 fallen. Die erstmalige Anwendung dieser Änderungen hat keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

IFRIC 4 „Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“: IFRIC 4 enthält Kriterien zur Identifikation von Leasing-Elementen in Verträgen, die formal nicht als Leasingverträge bezeichnet werden. Vertragselemente, welche die Kriterien des IFRIC 4 erfüllen, sind nach den Vorschriften des IAS 17 als Leasingverträge zu bilanzieren. Die erstmalige Anwendung der Interpretation hatte die im Lagebericht aufgeführten Auswirkungen, die für den RWE-Konzernabschluss nicht wesentlich sind.

IFRIC 5 „Rechte auf Anteile an Fonds für Entsorgung, Wiederherstellung und Umweltsanierung“: IFRIC 5 regelt die Bilanzierung von Ansprüchen und Verpflichtungen im Zusammenhang mit Fonds, die für die Stilllegung von Anlagen und für ähnliche Verpflichtungen gebildet werden. Die erstmalige Anwendung der Interpretation hat keine Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

IFRIC 6 „Schulden, die aus der Beteiligung an bestimmten Märkten resultieren – Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten“: Die Interpretation regelt die Bilanzierung von Rückstellungen im Zusammenhang mit Entsorgungsverpflichtungen, die aus der EU-Richtlinie über Elektro- und Elektronik-Altgeräte resultieren. Die erstmalige Anwendung der Interpretation hat keine Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB und das IFRIC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet, die im Geschäftsjahr 2006 noch nicht verpflichtend anzuwenden sind. Die Anwendung dieser IFRS setzt voraus, dass die zum jetzigen Zeitpunkt zum Teil noch ausstehende Anerkennung durch die EU erfolgt. Die Auswirkungen der erstmaligen Anwendung der im Folgenden beschriebenen Standards auf den Abschluss des RWE-Konzerns werden derzeit geprüft.

IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“: In IFRS 7 werden die für Finanzinstrumente zu beachtenden Anhang-Angaben, die bisher in IAS 32 geregelt sind, sowie die bislang nur von Banken und ähnlichen Finanzinstitutionen zu beachtenden Angabepflichten des IAS 30 zusammengeführt und erweitert; sie sind zukünftig branchenunabhängig anzuwenden. Im Zusammenhang mit der Veröffentlichung von IFRS 7 ist IAS 1 um Angabepflichten zum Kapitalmanagement erweitert worden. IFRS 7 und die neuen Regeln in IAS 1 sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2007 beginnen. Die erstmalige Anwendung von IFRS 7 wird – abgesehen von der Erweiterung der Anhang-Angaben – voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben.

IFRIC 7 „Anpassung des Abschlusses gemäß IAS 29 Rechnungslegung in Hochinflationenländern“: IFRIC 7 klärt Fragen im Zusammenhang mit der Anwendung von IAS 29 für den Fall, dass das Land, dessen Währung die funktionale Währung des bilanzierenden Unternehmens ist, zu einem Hochinflationenland wird. Die Interpretation ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. März 2006 beginnen. Die erstmalige Anwendung von IFRIC 7 wird voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben.

IFRIC 8 „Scope of IFRS 2“: IFRIC 8 klärt die Anwendbarkeit des IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“ auf Vereinbarungen, bei denen das bilanzierende Unternehmen anteilsbasierte Vergütungen gegen keine oder gegen eine nicht adäquate Gegenleistung gewährt. Die Interpretation ist erstmals anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Mai 2006 beginnen. Die erstmalige Anwendung von IFRIC 8 wird voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben.

IFRIC 9 „Reassessment of Embedded Derivatives“: IFRIC 9 befasst sich mit der Frage, ob ein Vertrag lediglich zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses oder während seiner gesamten Laufzeit daraufhin überprüft werden muss, ob ein eingebettetes Derivat nach IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ vorliegt. Die Interpretation ist erstmals anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juni 2006 beginnen. Die erstmalige Anwendung von IFRIC 9 wird voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben.

IFRIC 10 „Interim Financial Reporting and Impairment“: IFRIC 10 befasst sich mit dem Verhältnis der Vorschriften des IAS 34 zur Zwischenberichterstattung und den Regelungen des IAS 36 und IAS 39 zur Wertaufholung bei bestimmten Vermögenswerten. Die Interpretation stellt klar, dass in Zwischenberichten vorgenommene außerplanmäßige Abschreibungen dieser Vermögenswerte im Jahresabschluss nicht wieder rückgängig gemacht werden dürfen. Sie ist erstmals anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. November 2006 beginnen. Die erstmalige Anwendung von IFRIC 10 wird voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben.

Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss einbezogen sind neben der RWE AG alle wesentlichen in- und ausländischen Tochterunternehmen, die die RWE AG unmittelbar oder mittelbar beherrscht. Wesentliche assoziierte Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert.

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

	30.06.06	31.12.05
Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen	467	489
Anzahl der at-equity bilanzierten Beteiligungen	121	158

Die Veränderungen im ersten Halbjahr 2006 betreffen im Wesentlichen den Bereich Wasser, in dem 13 vollkonsolidierte Unternehmen und 36 at-equity bilanzierte Beteiligungen aus dem Konsolidierungskreis ausgeschieden sind.

Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Schulden

Die zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerte und Schulden werden im Unternehmensbereich RWE Energy und im Bereich Wasser ausgewiesen und sind aus der folgenden Tabelle ersichtlich:

in Mio. €	30.06.06	31.12.05
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	1.324	878
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	1.288	533

Im Bereich Wasser ist der Verkauf von weiteren Aktivitäten eingeleitet worden. Dabei handelt es sich um Wassergeschäft im asiatischen Raum. Die Aktivitäten wurden als Veräußerungsgruppe klassifiziert. Die Vermögenswerte und Schulden haben sich gegenüber dem 31. Dezember 2005 im Wesentlichen durch die Entkonsolidierung der chilenischen Wasseraktivitäten vermindert.

Die von der RWE Energy mit Verträgen vom 18. Mai 2006 an die Beteiligungsgesellschaft Advent International verkauften Unternehmen der RWE Solutions-Gruppe wurden zum 30. Juni 2006 als Veräußerungsgruppe klassifiziert.

Nicht fortgeführte Aktivitäten (Discontinued Operations)

Aus dem Abschluss des Verkaufes der RWE Umwelt an Remondis im Geschäftsjahr 2005 ergaben sich nachträgliche Zahlungen, die nach Berücksichtigung von Steuern mit 16 Mio. € als Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten ausgewiesen werden.

Umsatzerlöse

Erlöse aus Energiehandelsaktivitäten werden netto, d. h. mit der realisierten Rohmarge als Umsatz ausgewiesen.

Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Die Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen lagen im ersten Halbjahr 2006 bei 39 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 18 Mio. €).

Immaterielle Vermögenswerte

Die immateriellen Vermögenswerte enthalten 1.278 Mio. € (Vorjahr: 1.444 Mio. €) Geschäfts- oder Firmenwerte aus Andienungsrechten (Put-Optionen) bzw. dem Terminkauf von Minderheitenanteilen, die gemäß IAS 32 anzusetzen waren.

Eigene Aktien

Im ersten Halbjahr 2006 wurden von Unternehmen der RWE AG 8.179 Stammaktien zum durchschnittlichen Anschaffungspreis von 67,79 € je Aktie am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 20.938,24 € (0,01‰ des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen der Vermögensbildung insgesamt 629 Stammaktien zum durchschnittlichen Kurs von 44,68 € je Stückaktie sowie anlässlich von Dienstjubiläen 7.550 Stammaktien zum durchschnittlichen Kurs von 47,18 €. Der Gesamterlös belief sich auf 384.312,72 €. Die jeweiligen Unterschiedsbeträge zum Kaufpreis wurden ergebniswirksam erfasst.

Aktienoptionsprogramme

Es besteht ein bedingtes Kapital in Höhe von 51.200.000 € zur Bedienung von Bezugsrechten für auf den Inhaber lautende Stammaktien an Mitglieder des Vorstands sowie weitere Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen.

Aufgrund des Beschlusses der Hauptversammlung vom 13. April 2006 wurde der Vorstand ermächtigt, bis zum 12. Oktober 2007 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10 % des Grundkapitals der Gesellschaft zu erwerben.

Im Jahresabschluss zum 31. Dezember 2005 wurde gesondert über konzernweit bestehende aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen berichtet.

Aus der im Rahmen des Aktienoptionsprogramms für Führungskräfte (AOP-F) mit ursprünglich 5.262.300 Bezugsrechten ausgegebenen Tranche 2001A stehen zum 30. Juni 2006 keine Bezugsrechte mehr aus.

Im Rahmen des Long Term Incentive Plan für Führungskräfte („Beat“) wurde im ersten Quartal 2006 eine weitere Tranche ausgegeben.

Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 13. April 2006 beschlossen, die vorgeschlagene Dividende je Aktie für das Geschäftsjahr 2005 in Höhe von 1,75 € je Stamm- bzw. Vorzugsaktie auszuschütten.

Übrige Verbindlichkeiten

Die übrigen Verbindlichkeiten enthalten 766 Mio. € (Vorjahr: 763 Mio. €) langfristige und 1.167 Mio. € (Vorjahr: 1.333 Mio. €) kurzfristige Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten (Put-Optionen) bzw. dem Terminkauf von Minderheitenanteilen, die gemäß IAS 32 anzusetzen waren.

Ergebnis je Aktie

		Jan–Jun 2006	Jan–Jun 2005
Nettoergebnis	Mio. €	1.659	1.427
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	562.405	562.405
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	in €	2,95	2,54

Bei der Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie sind die von RWE im Rahmen der Aktienoptionsprogramme ausgegebenen Bezugsrechte berücksichtigt, soweit sie einen Verwässerungseffekt haben. Auf Stammaktien und auf Vorzugsaktien entfällt jeweils das gleiche Ergebnis je Aktie.

Eventualschulden

Die Eventualschulden betreffen überwiegend Verbindlichkeiten aus Bürgschaften und Gewährleistungsverträgen; sie haben sich gegenüber dem 31. Dezember 2005 um 106 Mio. € auf 164 Mio. € vermindert. Der Rückgang entfällt im Wesentlichen auf Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen.

Überleitung zum betrieblichen Ergebnis

Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum betrieblichen Ergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit	3.369	3.095
+ Beteiligungsergebnis	286	353
– Neutrales Ergebnis	449	7
Betriebliches Ergebnis	4.104	3.455

Die Überleitung betrifft folgende Punkte:

- Das Beteiligungsergebnis enthält alle Aufwendungen und Erträge, die im Zusammenhang mit den betrieblich veranlassten Beteiligungen entstanden sind. Daher stellt das Beteiligungsergebnis einen integralen Bestandteil der operativen Tätigkeit des Konzerns dar.
- Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich bzw. durch Sondervorgänge entstanden sind, beeinträchtigen die Beurteilung der laufenden Geschäftstätigkeit. Sie werden in das neutrale Ergebnis umgegliedert.

Überleitung vom EBITDA zum betrieblichen Ergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2006	Jan – Jun 2005
EBITDA	5.072	4.439
– Betriebliche Abschreibungen	–1.246	–1.218
EBIT	3.826	3.221
+ Betriebliches Beteiligungsergebnis	278	234
Betriebliches Ergebnis	4.104	3.455

Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Die Bundesnetzagentur hat am 31. Juli 2006 die Netzentgelte des Übertragungsnetzbetreibers RWE Transportnetz Strom genehmigt. Das beantragte jährliche Entgeltvolumen von rund 1 Mrd. € wurde durch die Behörde um rund 9 % gekürzt.

Am 18. Juli 2006 haben wir unseren 25 %-Anteil an dem Gemeinschaftsunternehmen KazGerMunai, Kasachstan veräußert.

Darüber hinausgehende Ausführungen enthält Seite 13 des Lageberichts.

Aufsichtsrat

Dr. Thomas R. Fischer

Vorsitzender

Frank Bsirske

Stellvertretender Vorsitzender

Dr. Paul Achleitner

Sven Bergelin

– seit 13. April 2006 –

Werner Bischoff

– seit 13. April 2006 –

Carl-Ludwig von Boehm-Bezing

Heinz Büchel

– seit 13. April 2006 –

Wilfried Donisch

– bis 8. August 2006 –

Dieter Faust

Simone Haupt

Heinz-Eberhard Höll

Berthold Huber

– bis 13. April 2006 –

Dr. Dietmar Kuhnt

– bis 13. April 2006 –

Dr. Gerhard Langemeyer

Dagmar Mühlenfeld

Erich Reichertz

– seit 13. April 2006 –

Dr. Wolfgang Reiniger

Günter Reppien

Bernhard von Rothkirch

– bis 13. April 2006 –

Dagmar Schmeer

– seit 9. August 2006 –

Dr. Manfred Schneider

Prof. Dr. Ekkehard D. Schulz

– seit 13. April 2006 –

Klaus-Dieter Südhofer

– bis 13. April 2006 –

Uwe Tigges

Prof. Karel Van Miert

Jürgen Wefers

– bis 13. April 2006 –

Vorstand

Harry Roels

Vorsitzender

Berthold A. Bonekamp

Alwin Fitting

Dr. Klaus Sturany

Jan Zilius

Termine 2006 / 2007*

- 26. 10. 2006** Capital Market Day RWE Energy
mit Analystenkonferenz
- 09. 11. 2006** Zwischenbericht über das erste bis dritte Quartal 2006
mit Analystenkonferenz (per Telefon)
- 23. 02. 2007** Bericht zum Geschäftsjahr 2006
- Pressekonferenz
 - Analystenkonferenz
- 18. 04. 2007** Hauptversammlung
- 19. 04. 2007** Kurs ex-Dividende
- 15. 05. 2007** Zwischenbericht über das erste Quartal 2007
mit Analystenkonferenz (per Telefon)
- 09. 08. 2007** Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2007
- Pressekonferenz
 - Analystenkonferenz
- 14. 11. 2007** Zwischenbericht über das erste bis dritte Quartal 2007
mit Analystenkonferenz (per Telefon)

* Alle Veranstaltungen werden live im Internet übertragen und stehen der breiten Öffentlichkeit zeitgleich mit Investoren und Analysten zur Verfügung. Die Aufzeichnung der Internetübertragung ist mindestens drei Monate abrufbar.



RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1
45128 Essen

T +49(0)201/12-00
F +49(0)201/12-1 51 99
I www.rwe.com

Investor Relations

T +49(0)201/12-1 50 25
F +49(0)201/12-1 52 65
E invest@rwe.com

Für Privatanleger steht auch unsere
Investor Relations Hotline zur Verfügung:

T +49(0)1801/45 12 80