

Januar bis März

Bericht über das erste Quartal 2006

- Betriebliches Konzernergebnis um 16 % verbessert
- Nettoergebnis um 7 % gesteigert
- Nettofinanzschulden auf 9,4 Mrd. € gesenkt
- Bau des ersten großtechnischen CO₂-freien Kohlekraftwerks der Welt geplant

Auf einen Blick

Eckdaten des RWE-Konzerns		Jan-März 2006	Jan-März 2005	+/- in %	Jan-Dez 2005
Außenumsatz	Mio. €	13.807	11.020	25,3	41.819
Deutschland	Mio. €	7.440	6.174	20,5	23.038
Außerhalb Deutschlands	Mio. €	6.367	4.846	31,4	18.781
EBITDA	Mio. €	2.768	2.427	14,1	8.324
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	2.256	1.950	15,7	6.201
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern ¹	Mio. €	1.609	1.506	6,8	3.696
Nettoergebnis	Mio. €	1.048	975	7,5	2.231
Ergebnis je Aktie	€	1,86	1,73	7,5	3,97
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	1.335	1.549	-13,8	5.304
Investitionen	Mio. €	730	695	5,0	4.143
In Sachanlagen	Mio. €	720	632	13,9	3.667
In Finanzanlagen	Mio. €	10	63	-84,1	476
Free Cash Flow ²	Mio. €	615	917	-32,9	1.637
		31.03.06	31.12.05		
Nettoverschuldung	Mio. €	9.448	11.438	-17,4	
Mitarbeiter ³		85.406	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

»Die Vorzeichen für 2006 stehen günstig. Allerdings können wir Risiken aus der Netzregulierung noch nicht einschätzen.«

Liebe Investoren und Freunde des Unternehmens,

wir sind gut in das neue Geschäftsjahr gestartet. Das zeigen Ihnen die Eckdaten des ersten Quartals, die wir gegenüber Vorjahr teilweise deutlich verbessern konnten. Wegen Sondereffekten lassen sie sich jedoch nicht auf das Gesamtjahr hochrechnen. Für den weiteren Jahresverlauf sind wir insgesamt zuversichtlich, wie Ihnen der Ausblick auf den Seiten 29 bis 32 erläutert. Unsere deutsche Stromerzeugung bleibt der wichtigste Faktor für den erwarteten Ergebnisanstieg. Der überraschende Einbruch der Preise für CO₂-Emissionszertifikate hat zwar zu einer Korrektur bei den Großhandels-Strompreisen geführt. Die Auswirkungen auf das Ergebnis in diesem Jahr sind jedoch gering: Wir hatten unsere Stromproduktion bereits sehr frühzeitig über Termingeschäfte weitgehend verkauft. Risiken sehen wir dagegen bei unseren deutschen Strom- und Gasnetzaktivitäten. Die Regulierungsbehörde plant erhebliche Eingriffe, die zum Teil rechtlich fragwürdig sind. Das Ausmaß dieser Eingriffe ist noch nicht absehbar. Wir halten jedoch an unserer bisherigen Ergebnisprognose fest, sofern die negativen Auswirkungen der Regulierung nicht wesentlich über unseren heutigen Erwartungen liegen. Im Halbjahresabschluss werden wir Sie über die aktuelle Entwicklung informieren.

Nun zu den wesentlichen Eckdaten des ersten Quartals:

- Das betriebliche Ergebnis haben wir um 16 % gesteigert. Die stärksten Zuwächse erzielten wir bei RWE Power und RWE Energy. Der überdurchschnittlich kalte und lange Winter führte dabei zu erheblichen saisonalen Effekten. RWE npower lag wegen Sondereffekten deutlich unter Vorjahr, wird dies in den nächsten Quartalen jedoch voraussichtlich aufholen können. Der Wasserbereich schloss leicht über Vorjahr.
- Das Nettoergebnis stieg um 7 %. Der starken operativen Entwicklung standen Rückgänge beim neutralen Ergebnis und beim Finanzergebnis gegenüber.
- Die Nettoverschuldung hat mit 9,4 Mrd. € einen neuen Tiefststand erreicht.

Im ersten Quartal ist auch der Startschuss für ein wichtiges Zukunftsprojekt gefallen. Wir planen, das erste großtechnische CO₂-freie Kohlekraftwerk der Welt zu bauen. Damit unterstreichen wir unsere Position als technologischer Schrittmacher in der Branche.

Mit freundlichem Gruß



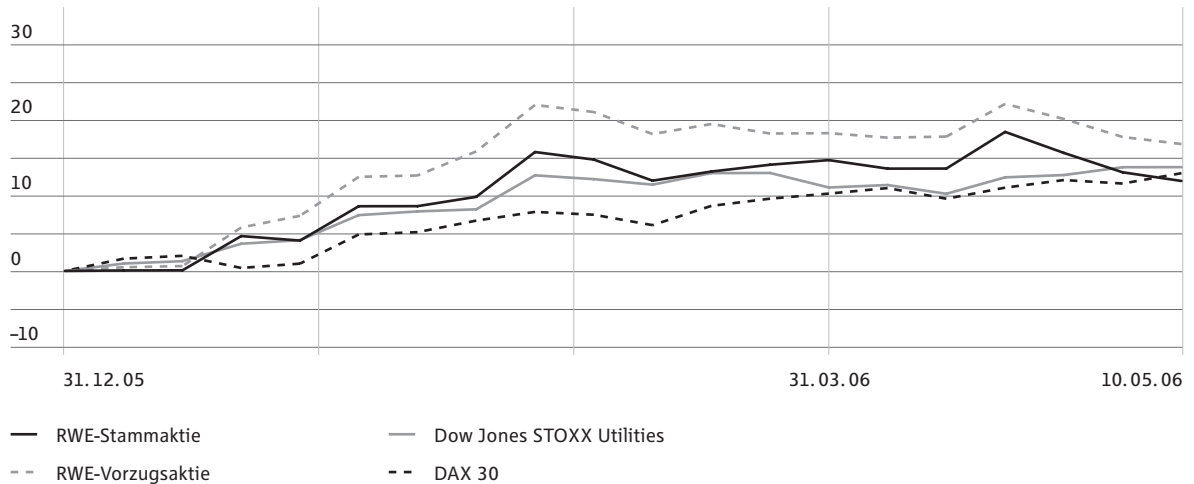
H. J. M. Roels
Vorstandsvorsitzender der RWE AG

Essen, im Mai 2006

RWE-Aktien im ersten Quartal mit zweistelligem Plus

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

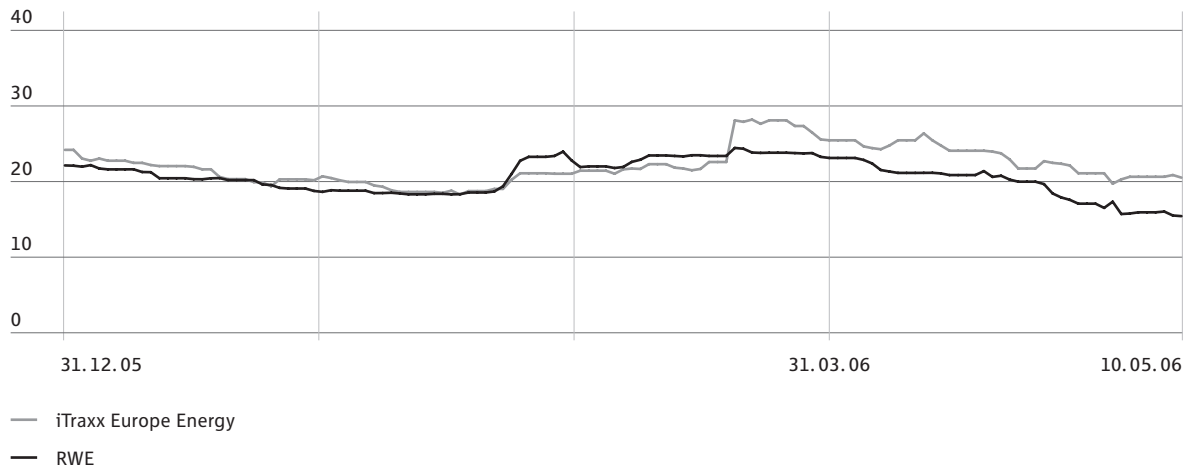
in %



Im ersten Quartal 2006 hat sich der Aufwärtstrend an den Börsen fortgesetzt. Deutschlands Leitindex, der DAX 30, legte um 10 % zu. Er schloss zum 31. März 2006 mit 5.970 Punkten. Der Index der wichtigsten Aktien im Euroraum, Dow Jones EURO STOXX 50, erreichte eine Performance von 8 %. Vor allem die seit Jahresbeginn zu beobachtende Belebung der Übernahmeaktivitäten großer Konzerne sorgte für Kursphantasie. Die Aktien-Hausse spiegelte aber auch zunehmenden Konjunktur-Optimismus wider. Dämpfende Faktoren wie anziehende Zinsen, das extrem hohe Ölpreisniveau und geopolitische Risiken traten in den Hintergrund. Am 3. April schloss der DAX zum ersten Mal seit Mitte 2001 wieder über der 6.000er-Marke.

Die **RWE-Aktien** haben sich zunächst besser entwickelt als der Gesamtmarkt. In den ersten drei Monaten 2006 legten die Stämme um 15 % auf 71,82 € zu. Die RWE-Vorzüge stiegen um 18 % auf 64,45 €. Damit hat RWE auch den europäischen Branchenindex Dow Jones STOXX Utilities übertroffen, der sich im gleichen Zeitraum um 11 % verbesserte. Zur erfreulichen Kursentwicklung trug bei, dass führende Analysten ihre Bewertung von RWE nach oben angepasst haben. Damit berücksichtigen sie in erster Linie die guten Ertragsperspektiven in der deutschen Stromerzeugung. Außerdem stand besonders der europäische Versorgersektor im Zentrum von Übernahmeplänen und Fusionsvorhaben. Dies sorgte für zusätzliche Kursdynamik. Am 22. Februar erreichten die RWE-Stämme mit 74,64 € ein neues Allzeithoch. Inzwischen hat sich das Marktumfeld wieder etwas beruhigt. Im April tendierten die RWE-Aktien zunächst seitwärts, gaben dann aber wieder deutlich nach. Grund waren rückläufige Stromnotierungen am Großhandelsmarkt infolge eines Preissturzes im CO₂-Emissionshandel (siehe S. 9).

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



Auch die **Anleihemärkte** standen im Zeichen auflebender Übernahme- und Fusionsphantasie. Diese führte zu Verunsicherung, da kreditfinanzierte Übernahmen negative Auswirkungen auf die Bonitätseinstufungen der akquirierenden Unternehmen haben können. RWE-Anleihen wurden zeitweise mit erhöhten Zinsspreads gehandelt. Im April sind diese Aufschläge jedoch wieder gesunken. Begünstigt wurde dies durch unsere unverändert solide Finanzlage. Eine ähnliche Entwicklung wie unsere Anleihespreads zeigten die Marktpreise für die Absicherung des RWE-Kreditrisikos über Credit Default Swaps (CDS). Sie haben sich im Quartalsverlauf um einen Basispunkt erhöht, sind im April aber wieder gefallen und liegen aktuell deutlich unter dem Niveau zu Jahresanfang. Der europäische CDS-Branchenindex iTraxx Europe Energy weist ein ähnliches Verlaufsmuster auf.

Unsere Kapitalmarktfälligkeiten für das Geschäftsjahr 2006 belaufen sich auf 0,7 Mrd. €. Wir werden sie bis Ende August zurückzahlen, ohne Refinanzierungsmaßnahmen zu treffen.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Robuste Konjunktur in den RWE-Kernmärkten

Die Weltwirtschaft ist auch im ersten Quartal 2006 stark gewachsen. Der Aufschwung hat zudem an Breite gewonnen. Die wirtschaftliche Dynamik greift nun auch zunehmend auf die Eurozone über. Hohe Liquiditätsspielräume der Wirtschaft, steigende Vermögenswerte und eine gute Ertragslage der Unternehmen wirkten dem negativen Einfluss weiter steigender Ölpreise entgegen. Allerdings zeigt sich in den Volkswirtschaften der RWE-Kernregionen ein unterschiedliches konjunkturelles Bild:

- In der Eurozone setzte sich die Erholung des Vorjahres fort. Das noch mäßige Wachstum der Binnennachfrage wurde von den Anlageinvestitionen getragen, während die Verteuerung von Energie und die anhaltend hohe Arbeitslosigkeit das Konsumklima trübten. Das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) der Eurozone lag im ersten Quartal 2006 um 2,0 % über dem Niveau des ersten Vorjahresquartals.
- In Deutschland ist die Wirtschaftsleistung um 1,4 % gewachsen. Positive Impulse des Außenhandels übertrugen sich über die Ausrüstungsinvestitionen auf die Binnennachfrage. Der bislang schwache Inlandsverbrauch hat sich leicht belebt. Gegenläufig wirkte vor allem die Ölpreis-Hausse.
- Die Wirtschaft Großbritanniens hat zuletzt wieder etwas an Schwung gewonnen. Das reale BIP erhöhte sich gegenüber dem ersten Quartal 2005 um 2,2 %. Wichtigste Konjunkturstütze war der private Verbrauch. Hierzu dürften steigende Vermögenswerte beigetragen haben, insbesondere die Erholung der Immobilienpreise.
- In den EU-Beitrittsländern Zentralosteuropas blieb die wirtschaftliche Dynamik hoch. Bei den meisten Staaten hat sich zuletzt der Außenbeitrag stark verbessert. Gestützt wird die gute Konjunktur auch durch eine expandierende Binnennachfrage.
- Die Wirtschaft der USA zeigt weiterhin robustes Wachstum. Das reale BIP ist gegenüber dem Vergleichszeitraum um 3,5 % angestiegen. Wichtigster Konjunkturmotor ist die Binnennachfrage. Steigende Beschäftigtenzahlen führten zu einer Belebung des privaten Verbrauchs. Die überwiegend gute Ertragslage der Unternehmen spiegelte sich in einer Verbesserung des Investitionsklimas wider.

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 Konjunktoreinflüsse im Wassersektor.

Kalter Winter lässt Strom- und Gasverbrauch ansteigen

Der Energieverbrauch in unseren Kernmärkten hat gegenüber dem ersten Vorjahresquartal stark zugenommen. Ausschlaggebend dafür war der überdurchschnittlich kalte Winter, aber auch die verbesserte Industriekonjunktur. Allerdings dämpfte das hohe Energiepreisniveau den Nachfrageanstieg.

In Deutschland hat sich die Stromnachfrage um etwa 3 % erhöht. Grund war die gestiegene industrielle Produktion. Außerdem wurde mehr Heizstrom benötigt. Beim Erdgas lag der Verbrauch sogar um 10 % über dem Niveau des Vergleichs quartals 2005. Dies ist Folge des erheblich größeren Heizwärmebedarfs.

In Großbritannien ist der Stromverbrauch ebenfalls um 3 % 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 die Versorger wegen der hohen Gaspreise ihre Stromerzeugung teilweise auf andere Energieträger verlagert haben.

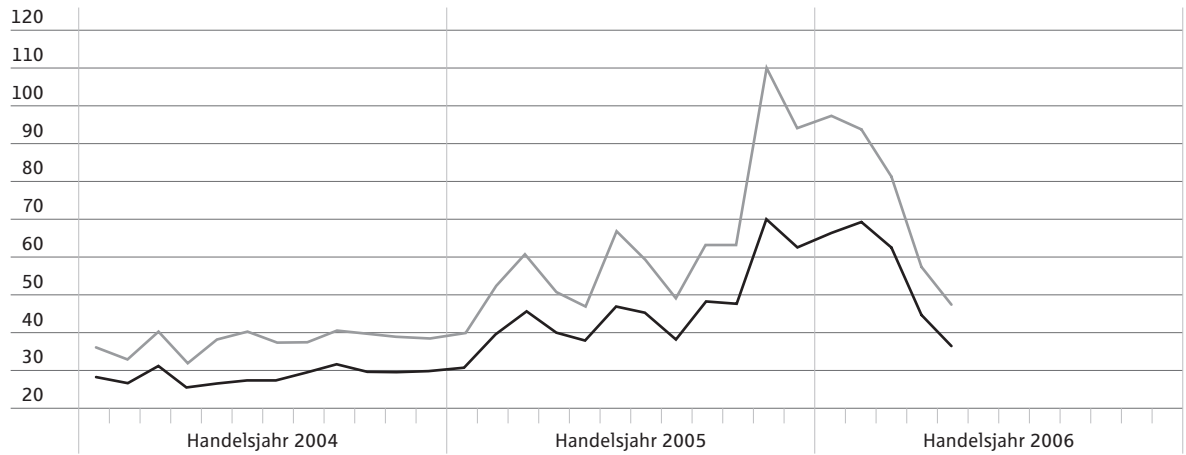
Auch in unseren zentralosteuropäischen Märkten haben kalte Temperaturen und die günstige Konjunktur-entwicklung deutliche Nachfrageeffekte ausgelöst. In Ungarn, der Slowakei und Polen erhöhte sich der Stromverbrauch nach ersten Schätzungen um über 2 %. Beim Gas sind die Mengen noch stärker gestiegen. In unserem Kernmarkt Tschechien lag der Verbrauch um 7 % über dem Niveau des Vergleichs quartals 2005.

Weiterhin hohe Preise im Stromgroßhandel

Hohe Notierungen für Brennstoffe und CO₂ haben die Hausse an den europäischen Strommärkten im ersten Quartal weiter angeheizt. Im kurzfristigen Spothandel machte sich außerdem das kalte Winterwetter bemerkbar. Ende April haben die Stromnotierungen allerdings wieder deutlich nachgegeben, nachdem es im Emissionshandel zu einem drastischen Preiseinbruch gekommen ist.

Der deutsche Strommarkt reflektierte den europäischen Preistrend. Im Spothandel an der Leipziger Energiebörse EEX wurden Grundlastkontrakte im ersten Quartal 2006 mit durchschnittlich 65 € je Megawattstunde (MWh) abgerechnet. Gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres ist das ein Plus von 69 %. Spitzenlaststrom verteuerte sich um 77 % auf 90 €. RWE verkauft ihre Erzeugung fast ausschließlich auf ein oder mehrere Jahre im Voraus. Für unsere aktuelle Ertragslage ist daher die Preisentwicklung des 2006er-Terminkontraktes maßgeblich. Dieser wurde von den Marktteilnehmern in den beiden Jahren vor Lieferung (2004 / 2005) mit durchschnittlich 38 € je MWh Grundlaststrom gehandelt. Der Vergleichswert für den 2005er Kontrakt hatte bei 31 € gelegen. Das entspricht einer Vertauung von über 20 %. Bis Ende April 2006 hat sich die Preisdynamik sogar noch verstärkt. Wer auf Termin Strom für das kommende Kalenderjahr einkaufte, musste bis zu 60 € bezahlen. Der Preisrückgang im Emissionshandel hat den Aufwärtstrend der Stromnotierungen allerdings vorläufig gestoppt. Der 2007er-Grundlast-Kontrakt wurde am 10. Mai mit 50 € gehandelt, der 2008er mit 53 €.

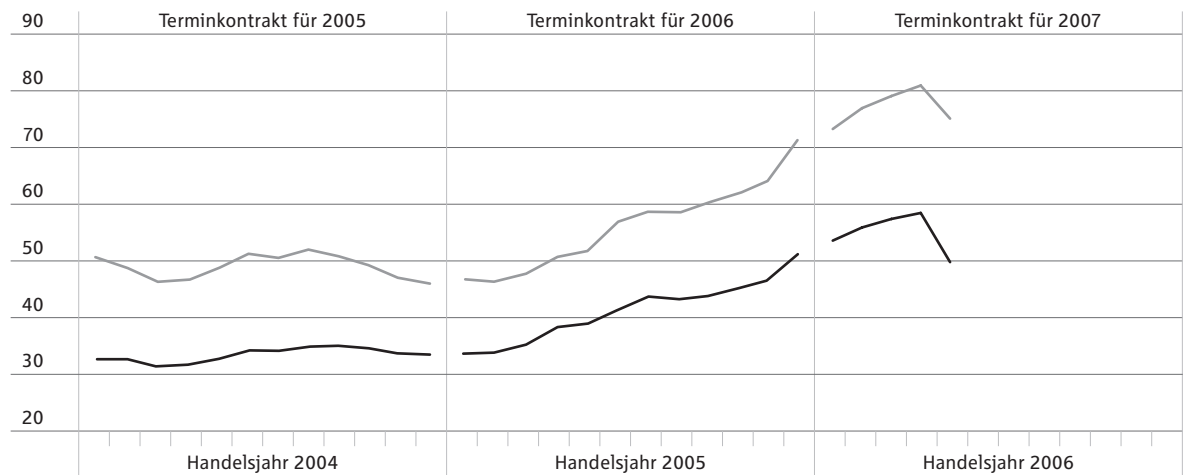
Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Deutschland
in €/MWh



— Spitzenlast
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte
Quelle: Energiebörse EEX, Leipzig

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



— Spitzenlast
— Grundlast

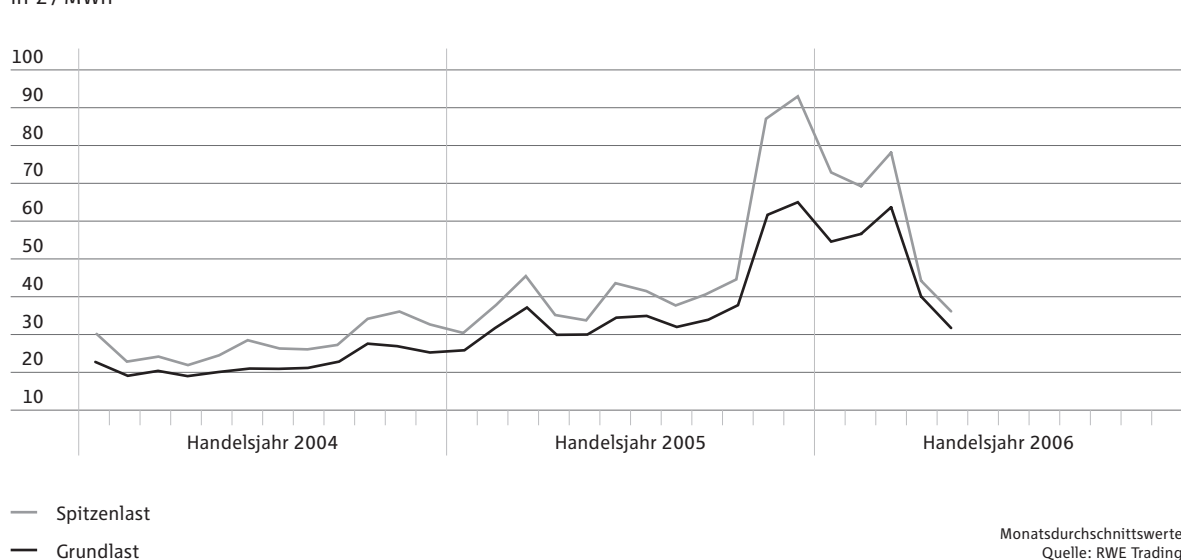
Monatsdurchschnittswerte
Quelle: RWE Trading

Die Entwicklung der Strompreise für deutsche Endkunden und Weiterverteiler spiegelte die Verteuerung am Großhandelsmarkt wider. Wegen stark erhöhter Strombeschaffungskosten und gestiegener Belastungen aus dem Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien (EEG) 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 19 % mehr bezahlen.

Die Strompreise in Großbritannien zeigten ein ähnliches Verlaufsmuster wie in Deutschland, lagen aber insgesamt auf höherem Niveau. Grundlaststrom wurde am Spotmarkt im ersten Quartal mit durchschnittlich 58 £ (85 €) je MWh gehandelt, Spitzenlaststrom mit 73 £ (107 €). Gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres ist das ein Plus von 84 % bzw. 92 %. 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 die Erzeugung bei RWE npower wird mit einem Vorlauf von ein bis zwei Jahren verkauft. Der durchschnittliche Marktpreis für den Terminkontrakt 2006 lag in den beiden Jahren vor Lieferung bei 35 £ (52 €) je MWh Grundlaststrom, für den 2005er-Kontrakt dagegen nur bei 24 £ (36 €). Das entspricht einem Preisanstieg von 45 %. Bis Ende April hat sich die Hausse weiter beschleunigt. Wer sich im Großhandel für das Jahr 2007 mit Grundlaststrom eindeckte, musste bis zu 57 £ (83 €) bezahlen. Der Rückgang der Preise für Emissionszertifikate hat den britischen Strommarkt wegen des größeren Preiseinflusses der Gaskraftwerke weniger stark getroffen als den deutschen. In der Stromerzeugung aus Gas wird – verglichen mit Kohle – weniger Kohlendioxid ausgestoßen. Dadurch haben Preisausschläge im Emissionshandel einen geringeren Kosteneinfluss. Aktuell wird der Grundlast-Kontrakt für 2007 mit 52 £ (75 €) gehandelt (Stand: 10. Mai).

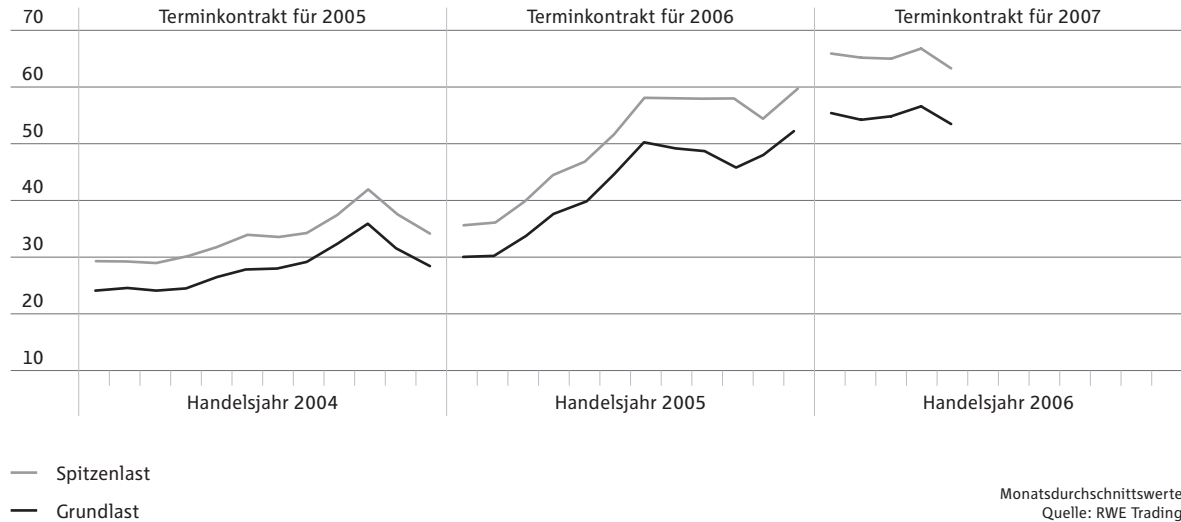
Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Großbritannien

in £ / MWh



Ein-Jahres-Terminpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Großbritannien

in £ / MWh

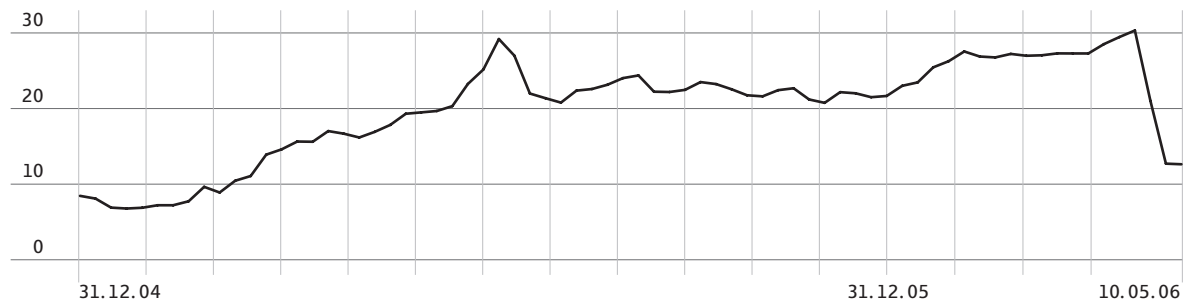


Die Entwicklung der britischen Großhandelsnotierungen schlug auch auf das Endkundengeschäft durch. Angesichts stark gestiegener Beschaffungskosten haben die meisten Stromversorger ihre Preise zu Jahresbeginn deutlich angehoben. Die größten britischen Anbieter berechneten ihren Haushalts- und Gewerbekunden im ersten Quartal 2006 durchschnittlich 23 % mehr als im Vergleichszeitraum 2005. Im Industrie- und Geschäftskunden-Segment fielen die Preiserhöhungen in der Regel noch stärker 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 Märkten zu beobachten, in denen sich die Großhandelsmärkte nur langsam entwickeln. Endkunden in Ungarn mussten 7 % mehr bezahlen. Hier entscheidet eine staatliche Behörde über die Preisentwicklung. In Polen und der Slowakei verteuerte sich der Endverbrauch von Strom um jeweils rund 5 %.

Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate*

in €/Tonne



* Terminkontrakte für 2006
Quelle: RWE Trading

CO₂-Emissionshandel: Preiseinbruch nach Hausse im ersten Quartal

Neben der allgemeinen Knappheit verfügbarer Kraftwerkskapazitäten hat im ersten Quartal vor allem der CO₂-Emissionshandel die Strompreise getrieben. Zertifikate für 2006, die zum Ausstoß von Kohlendioxid berechtigen, kosteten durchschnittlich 26 € je Tonne CO₂ und damit fast dreimal so viel wie in den ersten drei Monaten des Vorjahres (9 €). Die Verteuerung steht u. a. in Zusammenhang mit dem seit Mitte 2005 stark erhöhten Gaspreisniveau. Dies hat besonders in Großbritannien zu einer Verlagerung der Stromproduktion auf emissionsintensivere Steinkohlekraftwerke geführt. Dadurch erhöhte sich die Nachfrage nach Emissionszertifikaten. Trockene Witterung in Spanien hatte im Vorjahr einen vergleichbaren Effekt ausgelöst, da CO₂-freie Stromerzeugung aus Wasserkraft durch Erzeugung auf Basis fossiler Energieträger ersetzt werden musste. Immer mehr Marktteilnehmer rechneten deshalb mit einer Knappheit der in der ersten Handelsperiode (2005–2007) verfügbaren CO₂-Zertifikate. Ende April 2006 wendete sich das Blatt. Erste, noch vorläufige Informationen über die Emissionsbilanzen einiger Länder für das Jahr 2005 – u. a. Frankreich, Niederlande, Spanien und Tschechien – deuteten darauf hin, dass die Knappheit der Zertifikate deutlich geringer ausfallen könnte, als zunächst erwartet. Dies hat viele Marktteilnehmer zum Verkauf ihrer Positionen veranlasst. Folge war der massivste Preiseinbruch seit Start des Emissionshandels. Zertifikate für 2006, für die am 24. April noch 30 € je Tonne gezahlt wurden, verloren in nur fünf Handelstagen fast zwei Drittel ihres Wertes. Die EU-Kommission wird Mitte Mai die nationalen Emissionsbilanzen von 2005 veröffentlichen.

Öl- und Gaspreise erreichen neue Höchststände

Über ihren Einfluss auf den Gasmarkt hat auch die Preisentwicklung an den internationalen Ölmärkten zur Hausse an den Strombörsen beigetragen. Im ersten Quartal 2006 lagen die Rohölnotierungen weiterhin auf sehr hohem Niveau. Das Barrel Brent-Rohöl kostete im Durchschnitt 62 US-\$ – mehr als doppelt so viel wie im Durchschnitt der letzten zehn Jahre. Gegenüber dem Vergleichsquartal 2005 hat sich Rohöl um 30 % verteuert. Dies ist Folge der anhaltend hohen Nachfrage bei nur knappen freien Produktionskapazitäten der Ölförderstaaten. Daneben lösten politische Unruhen in Nigeria und der sich zuspitzende Streit um das iranische Atomprogramm Befürchtungen einer Verknappung der Produktion aus. Auch Spekulationen über drohende Versorgungsengpässe in den USA trieben die Preise.

Die kontinentaleuropäischen Gasnotierungen folgen der Preisentwicklung am Ölmarkt mit einer Zeitverzögerung von durchschnittlich sechs Monaten. Die Grenzübergangspreise für Erdgas in Mitteleuropa sind im Vergleich zum Vorjahreszeitraum deutlich angestiegen. Sie lagen im Durchschnitt um mehr als 40 % 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 28 %. In Tschechien legt eine unabhängige Regulierungsbehörde die Gaspreise fest. Sie orientiert sich dabei vor allem an den Notierungen am internationalen Ölmarkt und den maßgeblichen Wechselkursen. Die Preise für tschechische Haushaltskunden sind um 25 % gestiegen.

Am britischen Erdgas-Spotmarkt haben sich die Preise sogar mehr als verdoppelt. Hintergrund ist die für die kalten Wintermonate typische Ausweitung der Gasnachfrage. Hinzu kam, dass ein großer Gasspeicher des Landes zeitweise nicht genutzt werden konnte. Britische Haushaltskunden mussten etwa 30 % mehr bezahlen als im Vergleichsquartal 2005. Bei größeren Geschäftskunden fielen die Preisanpassungen meist noch deutlicher aus.

Steinkohlepreise weiter auf hohem Niveau

Auch die im Mehrjahresvergleich stark erhöhten Preise für Importsteinkohle trugen zur Hausse an den Strommärkten bei. Hier kommt der anhaltende Rohstoffhunger von Ländern wie China und Indien zum Tragen. Nach Rekordwerten Mitte 2004 waren die Notierungen im Rotterdamer Spothandel zunächst rückläufig, haben in diesem Jahr aber wieder etwas angezogen. Hintergrund war die Sorge vor Lieferengpässen, u. a. wegen Problemen beim Kohletransport zu den südafrikanischen Verladehäfen. Im Durchschnitt des ersten Quartals wurde Steinkohle mit 57 € je Tonne Steinkohleeinheiten gehandelt (inkl. Fracht und Versicherung bis Rotterdam). Das hohe Niveau des Vergleichszeitraums 2005 (62 €) wurde aber nicht wieder erreicht. Die für deutsche Steinkohle maßgeblichen BAFA-Notierungen – ermittelt vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – spiegeln die internationale Preisentwicklung wider, allerdings mit einer Verzögerung von einigen Monaten. Sie lagen im ersten Quartal bei geschätzten 63 € je Tonne Steinkohleeinheiten und damit etwas unter dem Niveau des Vergleichszeitraums 2005.

Regulierte Wassermärkte in Europa und Nordamerika zeigen stabiles Wachstum

In Europa und Nordamerika – den regionalen Schwerpunkten des RWE-Wassergeschäfts – ist der Einfluss zyklischer Faktoren weiterhin gering. 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 noch 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 %).

Wesentliche Ereignisse

Börsengang von American Water geplant

Im März hat der Vorstand der RWE AG beschlossen, die Anteile an American Water im Zuge eines Börsengangs in den USA zu platzieren. Wir sehen dies als attraktivste Option für RWE und das US-Unternehmen, seine Mitarbeiter, Kunden und zukünftigen Aktionäre. Der Veräußerungsprozess hat bereits begonnen: Im April wurden erste Genehmigungsanträge bei den Regulierungskommissionen in einer Reihe von US-Bundesstaaten eingereicht. Der Börsengang erfordert einen Antrag auf Börsenzulassung bei der US-Börsen- und Wertpapieraufsichtsbehörde SEC (Securities and Exchange Commission). Die Transaktion steht darüber hinaus unter dem Vorbehalt der Zustimmung des Aufsichtsrats der RWE AG. Sie soll 2007 abgeschlossen werden.

Wassergeschäft: Weitere Randaktivitäten verkauft

Unser Desinvestitionsprogramm im Wassergeschäft konnten wir erfolgreich fortsetzen. So geben wir das spanische Tochterunternehmen Pridesa an die Bau- und Dienstleistungsgruppe Acciona ab. Im März wurde der Verkaufsvertrag unterzeichnet. Die Transaktion wird voraussichtlich im Mai beendet werden. Pridesa ist auf die Herstellung und den Betrieb von Meerwasserentsalzungsanlagen spezialisiert und hält Anteile an einem spanischen Wasserversorgungsunternehmen. Die Veräußerung der Mehrheitsbeteiligungen von RWE Thames Water an zwei chilenischen Wasserversorgern konnte zwischenzeitlich abgeschlossen werden. Auch unsere Aktivitäten in den Vereinigten Arabischen Emiraten haben wir abgegeben.

Startschuss für das weltweit erste großtechnische CO₂-freie Kohlekraftwerk

RWE plant, in Deutschland das weltweit erste großtechnische Kohlekraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Abtrennung zu bauen. Das haben wir Ende März bekanntgegeben. Teil des Projekts ist auch die sichere Erdeinlagerung des Kohlendioxids. Das Kraftwerk mit einer voraussichtlichen Bruttoleistung von etwa 450 Megawatt kann bei einem optimalen Planungs- und Umsetzungsverlauf bereits 2014 ans Netz gehen. Wir veranschlagen das Investitionsvolumen für das Gesamtvorhaben (inkl. Transport und Speicherung von CO₂) auf rund 1 Mrd. €. Das Projekt steht noch unter dem Vorbehalt einer erfolgreichen technischen Umsetzung. Außerdem müssen die politischen Rahmenbedingungen stimmen. Erste konkrete Planungsschritte sind aber bereits eingeleitet worden. So soll parallel der Einsatz von Steinkohle und von Braunkohle erprobt werden. Auf Basis der Erkenntnisse wird sich RWE in der zweiten Jahreshälfte 2007 entscheiden, welcher Primärenergieträger genutzt werden soll und an welchem Standort das Kraftwerk gebaut wird.

Auch unser britischer Energieversorger RWE npower prüft den Einsatz CO₂-freier Kohletechnologie. Untersucht wird, ob am 1.000-MW-Steinkohlekraftwerk in Tilbury eine Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Rauchgas möglich ist. Eine entsprechende Nachrüstung könnte den CO₂-Ausstoß der Anlage ab 2016 um rund 90 % mindern.

Kraftwerksneubau in den Niederlanden in Prüfung

Mitte April haben wir angekündigt, dass wir in den Niederlanden den Bau eines Steinkohlekraftwerks mit der Möglichkeit einer Zufeuerung mit Biomasse prüfen. Die Anlage soll über eine Brutto-Leistung von 1.600 bis 2.200 MW verfügen. Dabei wird ein Netto-Wirkungsgrad von 46 % angestrebt. Das Kraftwerk könnte bei einem optimalen Planungs- und Umsetzungsverlauf 2012 / 2013 ans Netz gehen. Zurzeit werden zwei mögliche Küstenstandorte für die Anlage geprüft: Rotterdam Maasvlakte oder Eemshaven. Die Investitionen für das Kraftwerk, dessen Bau 2008 beginnen soll, würden sich auf mindestens 1,5 Mrd. € belaufen. Vor der endgültigen Entscheidung über das Projekt erfolgen noch weitere Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen. Außerdem steht der Kraftwerksneubau unter dem Vorbehalt der Genehmigung durch die niederländischen Behörden.

Bundesregierung veröffentlicht Entwurf des Nationalen Allokationsplans für die zweite Emissionshandelsperiode von 2008 bis 2012

Am 13. April hat die Bundesregierung ihren Entwurf des Nationalen Allokationsplans (NAP) für die zweite Handelsperiode von 2008 bis 2012 vorgelegt, der in wesentlichen Punkten an den aktuellen NAP für 2005 bis 2007 anknüpft. Der Entwurf für die zweite Handelsperiode sieht eine Verringerung der Obergrenze für den CO₂-Ausstoß von Energiewirtschaft und Industrie von bisher 503 auf 495 Millionen Tonnen pro Jahr vor. Die staatliche Zuteilung der Zertifikate soll weiterhin kostenlos erfolgen. Allerdings sollen Stromversorger bei der Vergabe der Emissionsrechte schlechter und die energieintensiven Industrien besser gestellt werden als bisher. Vorgeschlagen wird die Absenkung des so genannten Erfüllungsfaktors für Bestandsanlagen der Energiewirtschaft auf 85 % der Emissionen, die auf Basis des durchschnittlichen CO₂-Ausstoßes in den Jahren 2000 bis 2005 ermittelt werden. Auch die Zuteilungsregeln für den Ersatz von alten durch effizientere Neuanlagen wurden verschärft. Zwar ist weiterhin vorgesehen, dass für die ersten vier Jahre eine Ausstattung entsprechend der ursprünglichen Zertifikatenumenge erfolgt. Danach erhalten die Unternehmen aber nur noch für zehn statt bisher 14 Jahre die für die Neuanlage benötigten Emissionsberechtigungen. Für neue Anlagen, die keine bestehenden ersetzen, bleibt es bei einer Zuteilung für 14 Jahre, wenn die Anlagen nach dem bestverfügbaren Stand der Technik für den eingesetzten Brennstoff betrieben werden. Trotz strengerer Zuteilungsregeln für die Energiewirtschaft bewertet RWE den Entwurf als sachgerechten Vorschlag, der weiterhin einen – wenn auch etwas verschlechterten – Rahmen für Investitionen in hochmoderne Kraftwerke und damit für die Weiterentwicklung des bestehenden Energiemix bietet. Der Entwurf muss noch vom Parlament verabschiedet und von der EU-Kommission genehmigt werden. Nicht ausgeschlossen werden kann, dass er im weiteren politischen Verfahren noch geändert wird.

Britischer Allokationsplan: Achtwöchige Konsultationsphase hat begonnen

Die britische Regierung hat im April erste Vorschläge zum NAP für die zweite Emissionshandels-Periode vorgelegt. Seither läuft die öffentliche Anhörung der betroffenen Branchen. Auch wenn wesentliche Details noch im Laufe des weiteren Verfahrens konkretisiert werden müssen, zeichnet sich eine gegenüber der ersten Handelsperiode (2005–2007) nochmals deutliche Verknappung der Zertifikate ab. Emissionsminderungen sollen ausschließlich von der Energiewirtschaft getragen werden. Zwei bis zehn Prozent der CO₂-Zertifikate sollen im Rahmen eines Auktionsverfahrens vergeben werden. Die Zuteilung für einzelne Unternehmen lässt sich derzeit noch nicht abschätzen.

Auswirkungen der deutschen Netzregulierung weiterhin unklar

Die ursprünglich für April 2006 erwartete Genehmigung unserer beantragten neuen Netzentgelte für Strom durch die Bundesnetzagentur ist noch nicht ausdrücklich erfolgt. Stattdessen haben wir nach Ablauf der sechsmonatigen Genehmigungsfrist gesetzeskonform unsere beantragten Entgelte veröffentlicht und in Kraft gesetzt. Zwar legt die Netzentgeltverordnung Strom den Rahmen für das bis 2007 vorgesehene kostenorientierte Kalkulationsverfahren weitgehend fest. Die Regulierungsbehörde legt derzeit aber einzelne Kalkulationselemente – u. a. die Berechnung der Eigenkapitalquote und die Berücksichtigung von Abschreibungen im Rahmen der Tarifpreisverfahren – und wohl auch den Genehmigungszeitraum einseitig zu Ungunsten der Netzbetreiber aus. Die Vorgehensweise der Behörde ist dabei zum Teil rechtlich fragwürdig. Vor diesem Hintergrund müssen wir zukünftige Investitionsprojekte im Netzbereich gegebenenfalls neu bewerten. Die Genehmigung der neuen Netzentgelte für Gas erwarten wir erst für Herbst dieses Jahres.

Parallel hierzu hat die Bundesnetzagentur am 2. Mai den Entwurf eines Berichts zur Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2008 vorgelegt. Der Bericht soll bis Mitte des Jahres abgeschlossen und der Bundesregierung zugeleitet werden. Für die vom Gesetzgeber vorgesehene Konsultation mit Netzbetreibern und weiteren involvierten Interessengruppen und Verbänden verbleiben somit nur zwei Monate. Nach einem ersten Eindruck scheint der Vorschlag der Bundesnetzagentur 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. Wir werden uns im Rahmen des Konsultationsverfahrens dafür einsetzen, dass die Bundesnetzagentur die im Gesetz vorgesehene gleichrangige Verfolgung der Ziele „Effizienz“ und „nachhaltige Entwicklung der Netze“ stärker berücksichtigt. Unsere Position werden wir auch im sich anschließenden Ordnungsverfahren einbringen.

Anmerkungen zur Berichtsweise

Unsere Berichterstattung über das erste Quartal 2006 ist durch nicht-operative Sondereffekte beeinflusst, die sich aus geänderten Rechnungslegungs-Standards 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 Quartalsabschluss zum 31. März 2006 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.
- Seit Beginn des Geschäftsjahres ist American Water nicht mehr der britischen RWE Thames Water zugeordnet, da wir den getrennten Verkauf dieser Aktivitäten planen. Den Unternehmensbereich „RWE Thames Water“ bezeichnen wir fortan als „Unternehmensbereich Wasser“. Mit Wirkung zum 1. Januar 2006 haben wir RWE Aqua einschließlich der Minderheitsbeteiligung an den Berliner Wasserbetrieben dem Unternehmensbereich RWE Energy zugeordnet. Unser Wassergeschäft in Chile und den Vereinigten Arabischen Emiraten haben wir im ersten Quartal verkauft. Die Veräußerung der spanischen Pridesa wollen wir in Kürze abschließen. Wir weisen das Unternehmen daher unter der Position „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte / Schulden“ aus. Neue Vorgaben der International Financial Reporting Standards (IFRS) haben uns außerdem zu einem geänderten Ausweis unserer Wasseraktivitäten in Izmit (Türkei) veranlasst. Diese werden nun nicht mehr als operatives, sondern als Leasing-Geschäft erfasst. Dadurch verringern sich Umsatz, EBITDA, betriebliches Ergebnis und Nettoverschuldung.
- Über die zum Verkauf stehende RWE Solutions berichten wir im ersten Quartal noch als vollkonsolidiertes Unternehmen. Im weiteren Jahresverlauf sollen diese Aktivitäten veräußert werden. In der Gesamtjahres-Prognose für Umsatz, EBITDA, betriebliches Ergebnis, Investitionen und Mitarbeiter ist RWE Solutions nicht mehr enthalten.

Geschäftsentwicklung

Stromaufkommen Januar–März in Mrd. kWh	RWE Power ¹		RWE npower		RWE-Konzern ²	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Eigenerzeugung	51,9	50,2	9,8	8,3	62,5	59,2
Braunkohle	19,7	20,5	-	-	19,7	20,5
Kernenergie	13,9	13,2	-	-	13,9	13,2
Steinkohle	14,4	12,4	6,3	6,1	20,9	18,7
Gas	2,7	2,6	2,8	2,1	5,8	5,0
Wasserkraft, Öl, Sonstige	1,2	1,5	0,7	0,1	2,2	1,8
Konzernexterner Strombezug	-	-	6,8 ³	7,0 ³	27,5	26,4
Gesamt	51,9	50,2	16,6	15,3	90,0	85,6

1 Bei RWE Power 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 Quartal 2006 waren dies 9,2 Mrd. kWh (Steinkohle) bzw. 0,6 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 6 % über Vorjahr

Der RWE-Konzern hat im ersten Quartal 62,5 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom produziert, 6 % mehr als im Vergleichszeitraum 2005. Eigenerzeugung und Fremdbezüge summieren sich zu einem Stromaufkommen von 90,0 Mrd. kWh. Auch hier wurde der Vorjahreswert übertroffen.

Mit 51,9 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. RWE Power hat 3 % mehr Strom erzeugt als im Vorjahr. Wegen günstiger Marktbedingungen haben wir den Einsatz von Steinkohlekraftwerken verstärkt. Dagegen blieb die Stromerzeugung aus Braunkohle aufgrund von Revisions-Stillständen etwas hinter dem Vorjahresniveau zurück.

RWE npower erzeugte 9,8 Mrd. kWh Strom. Damit lag der britische Energieversorger um 18 % über Vorjahr. Zusätzliche Strommengen steuerte unser 420-MW-Gaskraftwerk Great Yarmouth bei, das wir im November 2005 erworben haben. Außerdem haben wir verstärkt ölbefeuerte Kraftwerke eingesetzt, da sich hier wegen des gestiegenen Strompreisniveaus verbesserte Margen erzielen ließen. Trotz attraktiver Gewinnspannen lag die Stromerzeugung aus Steinkohle nur knapp über Vorjahr. Grund war eine geringere Verfügbarkeit unserer Kraftwerke. So waren Steinkohleblöcke in Aberthaw und Tilbury wegen Transformatorenschäden zeitweise vom Netz.

Auch RWE Energy trug mit 0,8 Mrd. kWh geringfügig zur Stromproduktion bei. Diese Mengen sind im Wesentlichen deutschen Regionalgesellschaften zuzuordnen.

Gasförderung um ein Drittel gesteigert – Ölproduktion um 7 % über Vorjahr

Unsere dem Unternehmensbereich RWE Power zugeordnete Upstream-Gesellschaft RWE Dea hat im ersten Quartal 821 Mio. m³ Gas gefördert. Das sind 35 % mehr als im Vergleichszeitraum 2005. Hintergrund ist, dass wir im September 2005 die Fördertätigkeit in einer Konzession in der britischen Nordsee aufgenommen haben. Außerdem haben wir unsere deutsche Produktion hochgefahren, um eine gestiegene Nachfrage zu bedienen. Ein Plus verzeichnete RWE Dea auch bei der Ölförderung. Hier lagen die Mengen mit 1,2 Mio. m³ um 7 % über Vorjahr. Besonders die deutsche Produktion konnten wir intensivieren. Basis dafür war, dass wir die Nordsee-Bohrinsel Mittelplate durch eine Pipeline mit dem Festland verbunden haben und das Öl nun nicht mehr verschifft werden muss. Auch in Norwegen und Kasachstan haben wir mehr gefördert.

Außenabsatz Strom Januar – März in Mrd. kWh	RWE Power		RWE Energy		RWE npower		RWE-Konzern	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Privat- und Gewerbekunden	0,1	0,1	11,7	11,9	6,7	6,5	18,6	18,6
Industrie- und Geschäftskunden	0,6	2,0	14,5	14,6	9,0	7,9	24,1	24,5
Weiterverteiler	3,9	3,8	16,3	13,0	-	-	20,1	16,7
Stromhandel	22,4	20,6	-	-	-	-	22,4	20,6
Gesamt	27,0	26,5	42,5	39,5	15,7	14,4	85,2	80,4

Stromabsatz um 6 % gesteigert

Im ersten Quartal 2006 haben wir konzernexterne Kunden mit 85,2 Mrd. kWh Strom beliefert. Typischerweise liegt der Absatz 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 6 % erhöht. Sämtliche im Energiegeschäft tätigen Unternehmensbereiche konnten zulegen.

Die externen Stromverkäufe der RWE Power liegen mit 27,0 Mrd. kWh etwas über Vorjahr und spiegeln damit den Anstieg der Erzeugungsmengen wider. Mit 22,4 Mrd. kWh entfällt der Großteil davon auf den Verkauf konzern-eigener Stromerzeugung am Großhandelsmarkt durch RWE Trading. In den Zahlen nicht berücksichtigt ist der Handel mit fremdbezogenem Strom.

RWE Energy hat 42,5 Mrd. kWh Strom abgesetzt. Das sind 8 % mehr als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Der Zuwachs ist im Wesentlichen dem Geschäft mit Weiterverteilern zuzuordnen. Unter anderem wurde deutlich mehr Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen an Industriekunden-Standorten in unser Netz eingespeist und an Energieversorger weitergeleitet. In einigen Vertriebsregionen der RWE Energy führten allerdings Kundenverluste zu Mengeneinbußen.

Der Stromabsatz der RWE npower erhöhte sich um 9 % auf 15,7 Mrd. kWh. Basis dafür war witterungsbedingter Mehrbedarf. Außerdem hat der britische Versorger u. a. wegen seiner im Vergleich mit Wettbewerbern attraktiven Preise zahlreiche Neukunden gewonnen.

Außenabsatz Gas Januar – März in Mrd. kWh	RWE Power		RWE Energy		RWE npower		RWE-Konzern	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Privat- und Gewerbekunden	-	-	37,2	34,4	18,0	15,7	55,2	50,1
Industrie- und Geschäftskunden	0,8	1,3	36,3	30,5	2,7	2,5	39,8	34,3
Weiterverteiler	5,3	4,4	47,5	44,2	-	-	52,8	48,6
Gesamt	6,1	5,7	121,0	109,1	20,7	18,2	147,8	133,0

Gasabsatz temperaturbedingt um 11 % über Vorjahr

Der Erdgasabsatz des RWE-Konzerns belief sich in den ersten drei Monaten 2006 auf 147,8 Mrd. kWh. Gegenüber dem Vergleichswert für 2005 ist das ein Plus von 11 %. Hauptgrund war der überdurchschnittlich kalte und lange Winter, der zu einem Mehrabsatz im Vertriebsgeschäft von RWE Energy und RWE npower führte.

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 0,4 Mrd. kWh auf 6,1 Mrd. kWh. Ausschlaggebend war die gestiegene Gasförderung der RWE Dea.

RWE Energy erzielte einen Gasabsatz von 121,0 Mrd. kWh. Das Vorjahresniveau konnte damit deutlich übertroffen werden. Niedrige Temperaturen steigerten den Verbrauch in allen Kundensegmenten in und außerhalb Deutschlands. Die Belieferung eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks in Antwerpen, das seit August 2005 in Betrieb ist, trug ebenfalls zum Mehrabsatz bei. Außerdem konnten wir im niederländischen Gasmarkt unseren Kundenstamm vergrößern.

Der Gasabsatz der RWE npower stieg um 14 % auf 20,7 Mrd. kWh. Auch hier spielten Witterungseffekte eine Rolle. Außerdem konnten wir im Segment der Privathaushalte Kunden hinzugewinnen und dementsprechend mehr absetzen.

Außenumsatz in Mio. €	Jan-März 2006	Jan-März 2005	+/- in %	Jan-Dez 2005
RWE Power	1.817	1.419	28,0	6.832
Stromerzeugung*	1.325	1.099	20,6	5.254
RWE Dea	492	320	53,8	1.578
RWE Energy	8.613	7.049	22,2	24.318
Regionen Deutschland	5.292	4.374	21,0	14.838
Regionen International	1.791	1.327	35,0	4.077
Transport Strom / Gas	1.240	736	68,5	3.502
RWE Solutions	283	566	-50,0	1.707
Sonstige, Konsolidierung	7	46	-84,8	194
RWE npower	2.366	1.688	40,2	6.382
Bereich Wasser	992	837	18,5	4.210
Reguliertes britisches Geschäft	494	401	23,2	1.905
Nordamerika	417	358	16,5	1.799
Sonstige Märkte	81	78	3,8	506
Sonstige, Konsolidierung	19	27	-29,6	77
RWE-Konzern	13.807	11.020	25,3	41.819
Davon: Stromerlöse	6.695	5.548	20,7	22.238
Davon: direkte Stromsteuer	272	264	3,0	971

* Inkl. RWE Trading und Harpen

Umsatz um 25% verbessert

Der RWE-Konzern erwirtschaftete in den ersten drei Monaten 2006 einen Außenumsatz von 13,8 Mrd. €. Gegenüber dem Vergleichswert des Vorjahres ist das ein deutliches Plus von 25 %. Dabei erzielten wir in allen Unternehmensbereichen zweistellige Wachstumsraten. Neben erhöhten Preisen für Strom, Gas und Wasser haben positive Mengeneffekte im Gasgeschäft dazu beigetragen. Etwas abgeschwächt wurde der Anstieg durch den Wegfall der Erlöse der niederländischen Kohlehandelsgesellschaft SSM Coal, die wir zum 30. November 2005 verkauft haben (-143 Mio. €). Dagegen haben Änderungen der Wechselkurse von US-Dollar und britischem Pfund gegenüber dem Euro den Umsatz positiv beeinflusst (+62 Mio. €). Beim Dollar betrug das Umtauschverhältnis im Durchschnitt des ersten Quartals 1,20 US-\$ / €. Damit war die US-Währung deutlich teurer als im Vergleichszeitraum 2005 (1,31 US-\$ / €). Auch das Pfund hat gegenüber dem Euro aufgewertet, wenn auch nur geringfügig. Hier lag der Wechselkurs bei 0,69 £ / €. Operativ, d. h. bereinigt um Sondereffekte und Wechselkursänderungen, ist der Außenumsatz des RWE-Konzerns um 27 % gestiegen.

Zur Entwicklung des Umsatzes der Unternehmensbereiche:

Die konzernexternen Erlöse der **RWE Power** belaufen sich auf 1.817 Mio. €. Das sind 28 % mehr als im Vorjahr. Die Business Unit Stromerzeugung (inkl. RWE Trading und Harpen) legte um 21 % zu. Hauptgrund sind preisbedingt höhere Stromerlöse, während die Entkonsolidierung von SSM Coal gegenläufig wirkte. Die Business Unit RWE Dea konnte den Vorjahreswert um mehr als die Hälfte verbessern. Dabei profitierte das Unternehmen von gestiegenen Preisen und Fördermengen im Öl- und Gasgeschäft.

Der Außenumsatz des Bereichs **RWE Energy** stieg um 22 % auf 8.613 Mio. €. Die Stromerlöse lagen um 12 % über Vorjahr. 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 Erlösanstieg der RWE Energy beigetragen. Hier lag der Umsatz um 54 % über Vorjahresniveau. Ausschlaggebend waren witterungsbedingte Mengensteigerungen, aber auch Preiseffekte. So haben wir – ähnlich wie im Strommarkt – erhöhte Beschaffungskosten an unsere Kunden weitergereicht. Dies ergibt sich aus der Ölpreisbindung unserer Gasbezugs- und Gaslieferverträge. Unsere deutschen Regionalgesellschaften haben die Entgelte zum 1. Januar 2006 erhöht. Ebenfalls zu Jahresbeginn hat der tschechische Regulierer Preisänderungen genehmigt.

RWE npower erzielte Erlöse in Höhe von 2.366 Mio. €. Das sind 40 % mehr als im Vorjahr. Wegen gestiegener Beschaffungskosten hat der britische Energieversorger zum 1. Januar 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 **Unternehmensbereichs Wasser** hat sich um 19 % auf 992 Mio. € verbessert. Zulegen konnte der Wasserbereich vor allem im regulierten britischen Geschäft durch Anpassungen der Tarife zum 1. April 2005. Auch nicht-operative Effekte beeinflussten die Umsatzentwicklung. So schlugen Wechselkurseffekte mit 51 Mio. € positiv zu Buche. Lässt man alle nicht-operativen Einflüsse von Währungen, Bilanzierungsänderungen und Unternehmensverkäufen außer Betracht, hat sich der Umsatz des Bereichs um 13 % erhöht. American Water konnte auf bereinigter Basis um 3 % zulegen. Ausschlaggebend waren regulatorische Tarifierhöhungen in einzelnen US-Bundesstaaten, erhöhte Verbrauchsmengen und Wachstum im nicht-regulierten Geschäft.

EBITDA in Mio. €	Jan-März 2006	Jan-März 2005	+/- in %	Jan-Dez 2005
RWE Power	1.207	833	44,9	2.800
Stromerzeugung*	931	694	34,1	2.158
RWE Dea	276	139	98,6	642
RWE Energy	1.143	1.019	12,2	3.142
Regionen Deutschland	740	664	11,4	1.954
Regionen International	222	193	15,0	476
Transport Strom / Gas	298	228	30,7	621
RWE Solutions	-8	5	-260,0	132
Sonstige, Konsolidierung	-109	-71	-53,5	-41
RWE npower	65	172	-62,2	561
Bereich Wasser	418	405	3,2	2.045
Reguliertes britisches Geschäft	255	235	8,5	1.102
Nordamerika	149	138	8,0	744
Sonstige Märkte	14	32	-56,3	199
Sonstige, Konsolidierung	-65	-2	-	-224
RWE-Konzern	2.768	2.427	14,1	8.324

* Inkl. RWE Trading und Harpen

Betriebliches Ergebnis und EBITDA operativ deutlich verbessert

Die Ertragslage des RWE-Konzerns hat sich vor allem dank des anhaltenden Erfolgs im kontinentaleuropäischen Energiegeschäft weiter verbessert. Das EBITDA erhöhte sich um 14 % auf 2.768 Mio. €. Das betriebliche Ergebnis stieg um 16 % auf 2.256 Mio. €. Entkonsolidierungen und Bilanzierungsänderungen hatten keinen nennenswerten Einfluss auf die Ertragsentwicklung.

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	Jan-März 2006	Jan-März 2005	+/- in %	Jan-Dez 2005
RWE Power	1.029	707	45,5	2.112
Stromerzeugung*	824	577	42,8	1.667
RWE Dea	205	130	57,7	445
RWE Energy	1.013	852	18,9	2.507
Regionen Deutschland	664	577	15,1	1.609
Regionen International	191	161	18,6	381
Transport Strom / Gas	263	191	37,7	452
RWE Solutions	-14	-3	-366,7	113
Sonstige, Konsolidierung	-91	-74	-23,0	-48
RWE npower	38	150	-74,7	437
Bereich Wasser	253	247	2,4	1.416
Reguliertes britisches Geschäft	147	126	16,7	687
Nordamerika	87	81	7,4	491
Sonstige Märkte	19	40	-52,5	238
Sonstige, Konsolidierung	-77	-6	-	-271
RWE-Konzern	2.256	1.950	15,7	6.201

* Inkl. RWE Trading und Harpen

Zum betrieblichen Ergebnis der Unternehmensbereiche:

RWE Power konnte deutlich zulegen. Das betriebliche Ergebnis erhöhte sich um 46 % auf 1.029 Mio. €. Auf Ebene der Business Units zeigte sich folgende Ergebnisentwicklung:

- **Stromerzeugung (inkl. RWE Trading und Harpen):** Das Ergebnis dieser Business Unit lag um 43 % über Vorjahr. Hauptgrund waren Mehrerlöse durch gestiegene Strompreise am Großhandelsmarkt. Außerdem hat sich der Absatz verbessert. Allerdings hatten wir auch zusätzliche Kosten auf der Beschaffungsseite: Gestiegene Brennstoffpreise – im Wesentlichen für Kraftwerksgas – schlugen gegenüber Vorjahr mit –41 Mio. € zu Buche. Auch die erhöhten Preise für CO₂-Emissionsrechte wirkten belastend.
- **RWE Dea:** Die fortgesetzte Hausse am Öl- und Gasmarkt schlug sich in einer deutlichen Ergebnisverbesserung unserer Upstream-Aktivitäten nieder. RWE Dea konnte um 58 % zulegen. Dabei kamen auch die erhöhten Öl- und Gasfördermengen zum Tragen. Belastungen resultierten vor allem aus gestiegenen Förderabgaben und Explorationskosten.

RWE Energy steigerte ihr Ergebnis um 19 % auf 1.013 Mio. €. Basis dafür waren Kostensenkungen und Margenverbesserungen sowie der temperaturbedingte Absatzanstieg im Gasgeschäft. Die deutliche Ergebnisverbesserung kann wegen des starken Witterungseffekts nicht auf das Gesamtjahr hochgerechnet werden. Vor allem aber sehen wir erhebliche Risiken aus der Einführung der deutschen Netzregulierung. Diese könnte im weiteren Jahresverlauf zu Einschnitten in die Ertragslage der regionalen und überregionalen Netzaktivitäten führen (siehe S. 13). Auf Ebene der Business Units zeigte sich folgende Ergebnisentwicklung:

- **Regionen Deutschland:** Die deutschen Regionalgesellschaften der RWE Energy schlossen um 15 % über Vorjahr ab. Dabei kamen ihnen Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen zugute. Außerdem profitierten sie vom witterungsbedingt höheren Gasabsatz. Hinzu kam, dass wegen des kalten Winterwetters Maßnahmen zur Instandhaltung unserer Verteilnetze verschoben werden mussten. Dies minderte unseren Aufwand im ersten Quartal. Dem stehen allerdings Nachholeffekte in Folgemonaten gegenüber.
- **Regionen International:** Im kontinentaleuropäischen Vertriebsgeschäft außerhalb Deutschlands haben wir unser Ergebnis um 19 % verbessert. Das deutliche Plus ist u. a. den tschechischen Regionalgesellschaften zuzuordnen, die ebenfalls witterungsbedingt mehr Gas absetzen konnten. 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 38 % erhöht. Hauptgrund war, 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. Im deutschen Stromnetzgeschäft erzielten wir Mehrerträge durch Vermarktung freier Kapazitäten.

- RWE Solutions: Unsere auf energietechnische Dienstleistungen spezialisierte Tochtergesellschaft schloss unter Vorjahr ab. Wir planen, RWE Solutions in den kommenden Monaten zu verkaufen.

Das betriebliche Ergebnis der **RWE npower** erreichte mit 38 Mio. € nur ein Viertel des Vorjahresniveaus. Zuzuordnen ist das dem Vertriebsgeschäft. Hier haben sich die Margen im ersten Quartal deutlich verschlechtert, weil wir gestiegene Kosten für die Beschaffung von Strom und Gas noch nicht in vollem Umfang an unsere Kunden weitergeben konnten. Außerdem mussten wir wegen des kalten Winters und zahlreicher Neukunden zusätzliches Gas am britischen Spotmarkt einkaufen, der wegen Kapazitätsengpässen besonders hohe Preisausschläge aufwies. RWE npower hat die Strom- und Gasentgelte zum 1. April 2006 um durchschnittlich 13,5 % bzw. 15 % angehoben, um die genannten Mehrbelastungen aufzufangen. Für das Gesamtjahr erwarten wir daher weiterhin eine stabile Ertragslage. In der Stromerzeugung, dem zweiten Standbein von RWE npower, erzielten wir im ersten Quartal eine deutliche Ertragsverbesserung. Grund sind die gestiegenen Notierungen an den Großhandelsmärkten. Allerdings mussten wir Belastungen durch ungeplante Kraftwerksstillstände und erhöhte Preise für CO₂-Emissionsrechte verkraften.

Das betriebliche Ergebnis des **Unternehmensbereichs Wasser** stieg um 2 % auf 253 Mio. €. Basis dafür waren operative Verbesserungen. Auch Wechselkursänderungen wirkten positiv. Dagegen ist durch Bilanzierungsänderungen und die Übertragung von RWE Aqua auf RWE Energy betriebliches Ergebnis entfallen. Bereinigt um Bilanzierungs-, Wechselkurs- und Konsolidierungseffekte konnte der Unternehmensbereich um 7 % zulegen. Wichtigster operativer Faktor war die Anhebung der Wassertarife im regulierten britischen Geschäft. Gegenläufig wirkten erhöhte Aufwendungen für die Instandhaltung der Londoner Netzinfrastruktur. Außerdem sind unsere Betriebskosten gestiegen, was u. a. auf die starke Verteuerung von Energie zurückzuführen ist. Das Ergebnis von American Water hat sich um 7 % erhöht, was aber im Wesentlichen auf Währungseffekten beruht. Erlösverbesserungen durch Tarifierhebungen und erhöhte Verbrauchsmengen standen gestiegenen Energie- und Materialkosten sowie Mehraufwand für den Ausbau des Servicebereichs gegenüber. American Water konnte diese Belastungen noch nicht an die Kunden weitergeben. Sie sind aber in den aktuellen Tarifierträgen berücksichtigt.

Nettoergebnis um 7 % verbessert

In der Überleitung zum Nettoergebnis kommen neben dem positiven operativen Trend rückläufige Veräußerungsgewinne und ein etwas schwächeres Zinsergebnis zum Tragen.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – März 2006	Jan – März 2005	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2005
Veräußerungsgewinne	5	206	-201	326
Firmenwert-Abschreibungen	0	0	0	-814
Restrukturierungen, Sonstige	-65	-129	64	-200
Neutrales Ergebnis	-60	77	-137	-688

Das **neutrale Ergebnis** hat sich um 137 Mio. € auf –60 Mio. € verschlechtert. Seine einzelnen Positionen haben sich folgendermaßen entwickelt:

- Unsere Veräußerungsgewinne lagen bei nur 5 Mio. €. Der Vorjahreswert war u. a. wegen des Verkaufs unserer 20 %-Beteiligung an den Stadtwerken Düsseldorf und von Immobilien der RWE Systems um rund 200 Mio. € höher ausgefallen.
- Sowohl im Berichtszeitraum als auch im Vorjahresquartal haben wir keine außerplanmäßigen Abschreibungen auf Firmenwerte vorgenommen.
- Das unter der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ ausgewiesene Ergebnis hat sich um 64 Mio. € auf –65 Mio. € verbessert. Grund ist der Wegfall von Einmalbelastungen aus dem Vorjahr: Unter anderem hatte eine Änderung des Rechnungslegungs-Standards IAS 39 eine Neubewertung von Termingeschäften der RWE Trading erforderlich gemacht. Wichtigster Einzelposten 2006 ist die planmäßige Abschreibung des Kundenstamms von RWE npower. Diese schlug wie im Vorjahr mit –82 Mio. € zu Buche. Aus der Änderung der Kernenergie-Rückstellungen sind Erträge in Höhe von 33 Mio. € angefallen – gegenüber 29 Mio. € im Vergleichszeitraum 2005.

Finanzergebnis in Mio. €	Jan – März 2006	Jan – März 2005	+/- in %	Jan – Dez 2005
Zinserträge	436	282	54,6	1.208
Zinsaufwendungen	-697	-504	-38,3	-2.193
Zinsergebnis	-261	-222	-17,6	-985
Zinsanteil an den langfristigen Rückstellungen	-292	-311	6,1	-1.238
Übriges Finanzergebnis*	-34	12	-383,3	406
Finanzergebnis*	-587	-521	-12,7	-1.817

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

Das **Finanzergebnis** verringerte sich um 66 Mio. € auf –587 Mio. €. Trotz fortgesetzten Schuldenabbaus lag das Zinsergebnis um 39 Mio. € unter Vorjahresniveau. Dazu trug bei, dass sich die Marktzinsen im Kurzfristbereich erhöht haben. Auch das „Übrige Finanzergebnis“ ist zurückgegangen.

Unsere fortgeführten Aktivitäten erzielten ein Ergebnis vor Steuern in Höhe von 1.609 Mio. €. Das sind 7 % mehr als im Vorjahr. Die Steuerquote ist von 29 % auf 32 % gestiegen, u. a. weil wir weniger steuerfreie Veräußerungsgewinne erzielt haben.

Nach Steuern hat sich das Ergebnis unserer fortgeführten Aktivitäten um 3 % auf 1.097 Mio. € erhöht. Aus nicht fortgeführten Aktivitäten erzielten wir einen Gewinn von 17 Mio. €. Der Betrag ergibt sich aus einer nachträglichen Zahlung von Rethmann im Rahmen des Erwerbs unseres Umweltgeschäfts. Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter haben sich von 90 Mio. € auf 66 Mio. € verringert.

Das **Nettoergebnis** des RWE-Konzerns beläuft sich auf 1.048 Mio. €. Das sind 7 % mehr als im Vergleichszeitraum 2005. Das entsprechende Ergebnis je Aktie erhöhte sich von 1,73 € auf 1,86 €.

Überleitung zum Nettoergebnis		Jan-März 2006	Jan-März 2005	+/- in %	Jan-Dez 2005
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	2.256	1.950	15,7	6.201
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-60	77	-177,9	-688
Finanzergebnis ¹	Mio. €	-587	-521	-12,7	-1.817
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern¹	Mio. €	1.609	1.506	6,8	3.696
Ertragsteuern	Mio. €	-512	-441	-16,1	-1.221
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten¹	Mio. €	1.097	1.065	3,0	2.475
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	17	-	-	-20
Ergebnis¹	Mio. €	1.114	1.065	4,6	2.455
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter ¹	Mio. €	66	90	-26,7	224
Nettoergebnis²	Mio. €	1.048	975	7,5	2.231
Ergebnis je Aktie	€	1,86	1,73	7,5	3,97
Steuerquote¹	%	32	29	10,3	33

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

2 Ergebnisanteile der RWE-Aktionäre

Kostensenkungsprogramme: 60 Mio. € im ersten Quartal 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 haben wir auf 180 Mio. € veranschlagt. Davon wurden 100 Mio. € der Zusammenlegung von Querschnittsfunktionen unserer britischen Unternehmen RWE npower und RWE Thames Water zugeordnet. 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 bis Ende März bereits 60 Mio. € realisieren.

Sachinvestitionen um 14% über Vorjahr

Im ersten Quartal 2006 haben wir 730 Mio. € investiert. Das sind 5% mehr als im Vorjahr. Unsere Ausgaben für Sachanlagen erhöhten sich um 14% auf 720 Mio. €. Der Anstieg ist hauptsächlich RWE Power zuzuordnen. 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. Auch im Upstream-Geschäft hat der Bereich mehr investiert: RWE Dea setzte zusätzliche Mittel für den Ausbau der Gasförderung in Großbritannien und Ägypten ein. Bei RWE Energy lagen die Sachinvestitionen im ersten Quartal noch unter Vorjahresniveau, weil die kalte und lang anhaltende Winterwitterung zu Verzögerungen bei Maßnahmen zur Verbesserung der deutschen Netzinfrastruktur geführt hat. Im Gesamtjahr will RWE Energy aber mehr investieren als 2005, sofern es durch Entscheidungen der Regulierungsbehörde nicht zu nachhaltig negativen Veränderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kommt. Der Mittel-einsatz des RWE-Konzerns für Finanzanlagen fiel mit 10 Mio. € nur geringfügig aus.

Investitionen in Mio. €	Jan – März 2006	Jan – März 2005	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2005
Sachinvestitionen*				
RWE Power	305	176	129	842
Davon: RWE Dea	90	54	36	290
RWE Energy	82	103	-21	1.064
RWE npower	46	41	5	315
Bereich Wasser	285	306	-21	1.388
Davon: Nordamerika	73	74	-1	520
Sonstige, Konsolidierung	2	6	-4	58
Gesamt	720	632	88	3.667
Finanzanlageinvestitionen				
RWE Power	-	-	-	-
Davon: RWE Dea	-	-	-	-
RWE Energy	5	55	-50	174
RWE npower	-	-	-	227
Bereich Wasser	4	8	-4	17
Davon: Nordamerika	-	-	-	-
Sonstige, Konsolidierung	1	-	1	58
Gesamt	10	63	-53	476
Investitionen gesamt	730	695	35	4.143

* Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte

Eckdaten der Kapitalflussrechnung

Im ersten Quartal 2006 haben wir einen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 1.335 Mio. € erwirtschaftet. Damit lagen wir um 214 Mio. € unter dem hohen Vorjahreswert. Ausschlaggebend dafür waren Effekte im Nettoumlaufvermögen (Working Capital). So haben wir im Berichtszeitraum Working Capital aufgebaut, im Vorjahresquartal dagegen abgebaut. Unsere Ausgaben für Investitionen lagen um 502 Mio. € über den Einnahmen aus Anlagenabgängen und Unternehmensverkäufen. Die Finanzierungstätigkeit führte zu einem Mittelabfluss von 469 Mio. €. Um diesen Betrag überstiegen die Tilgungen und Ausschüttungen die Aufnahme neuer Schulden.

Kapitalflussrechnung ¹ in Mio. €	Jan-März 2006	Jan-März 2005	+/- in %	Jan-Dez 2005
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	1.335	1.549	-13,8	5.304
Davon: Veränderung des Nettoumlaufvermögens ²	-348	441	-178,9	204
Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit	-502	-406	-23,6	-2.049
Mittelabfluss / -zufluss aus der Finanzierungstätigkeit	-469	531	-188,3	-3.384
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-3	11	-127,3	34
Veränderung der flüssigen Mittel	361	1.685	-78,6	-95
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	1.335	1.549	-13,8	5.304
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-720	-632	-13,9	-3.667
Free Cash Flow	615	917	-32,9	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 liegt mit 615 Mio. € um 302 Mio. € unter dem Vorjahreswert (917 Mio. €). Grund ist der Rückgang beim operativen Cash Flow infolge der dargestellten Effekte im Nettoumlaufvermögen. Außerdem haben wir mehr investiert. Wegen der üblicherweise hohen Volatilität des Nettoumlaufvermögens kann die Entwicklung der Cash-Flow-Werte nicht auf das Gesamtjahr hochgerechnet werden.

Nettoverschuldung auf 9,4 Mrd. € gesenkt

Im ersten Quartal 2006 konnten wir unsere Nettofinanzschulden um 2 Mrd. € auf 9,4 Mrd. € verringern. In erster Linie hat dazu der hohe Free Cash Flow beigetragen. Durch Entkonsolidierungen sind Nettofinanzverbindlichkeiten von insgesamt 404 Mio. € entfallen. Währungseffekte und nach IFRS erforderliche Bilanzierungsänderungen minderten unsere Schulden um 249 Mio. € bzw. 246 Mio. €. Finanzderivate, mit denen wir unsere Verbindlichkeiten gegen Währungseinflüsse absichern, hatten zum 31. März 2006 einen Marktwert von 1,3 Mrd. €. In der Nettoverschuldung werden die Derivate allerdings nicht berücksichtigt.

Nettofinanzschulden in Mio. €	31.03.06	31.12.05	+/- in %
Flüssige Mittel	1.792	1.431	25,2
Wertpapiere	11.611	11.356	2,2
Sonstiges Finanzvermögen	4.484	3.603	24,5
Bruttofinanzvermögen	17.887	16.390	9,1
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten ggü. Kreditinstituten, Commercial Paper	24.590	24.982	-1,6
Sonstige Finanzschulden	2.745	2.846	-3,5
Bruttofinanzschulden	27.335	27.828	-1,8
Nettofinanzschulden	9.448	11.438	-17,4

Mitarbeiterzahl operativ leicht angestiegen

Zum 31. März 2006 beschäftigte der RWE-Konzern 85.406 Mitarbeiter (umgerechnet in Vollzeitstellen), davon 49 % (41.809) außerhalb Deutschlands. Gegenüber dem 31. Dezember 2005 hat sich der Personalbestand um 522 Mitarbeiter bzw. 0,6 % verringert. Durch Unternehmenszukäufe und -verkäufe haben per Saldo 1.128 Beschäftigte den Konzern verlassen. Konsolidierungsbereinigt ist unsere Mitarbeiterzahl um 606 bzw. 0,7 % angestiegen.

Mitarbeiter*	31.03.06	31.12.05	+/- in %
RWE Power	18.828	18.702	0,7
RWE Energy	37.300	37.598	-0,8
RWE npower	10.729	10.125	6,0
Bereich Wasser	15.382	16.306	-5,7
Sonstige	3.167	3.197	-0,9
RWE-Konzern	85.406	85.928	-0,6

* Umgerechnet in Vollzeitstellen

Forschung und Entwicklung: Schwerpunkt auf Emissionsverringerung

Im ersten Quartal 2006 haben wir 14 Mio. € für Forschung und Entwicklung (F&E) eingesetzt. Das sind 4 Mio. € mehr als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. So haben wir im Januar mit dem Bau einer Braunkohlevortrocknungsanlage am Standort Niederaußem begonnen. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2007 vorgesehen. Durch die Braunkohlevortrocknung lassen sich Wirkungsgradverbesserungen von vier Prozentpunkten erzielen.

Effizienzsteigerung und Emissionssenkung in fossilen 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. Es ist das bisher weltweit größte Projekt dieser Art (siehe S. 11). Für unsere Kraftwerke jüngerer Baudatums entwickeln wir Verfahren, um das Kohlendioxid nach der Stromerzeugung aus dem Rauchgas „auszuwaschen“. 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 kontinuierlich 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 eingesetzten Pflanzen.

Ausblick 2006

Wirtschaftsforschungsinstitute erwarten stabile Konjunktur

Nach Einschätzung führender Wirtschaftsforschungsinstitute wird die Weltwirtschaft im laufenden Jahr mindestens ebenso stark wachsen wie 2005. In Deutschland, unserem größten Markt, soll das reale Bruttoinlandsprodukt (BIP) um 1,8 % 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 geplante Mehrwertsteuererhöhung. In Großbritannien dürfte sich der derzeitige moderate Aufschwung mit zunehmendem Konsumentenvertrauen fortsetzen. Bei den aktuell niedrigen langfristigen Zinsen und steigender Kapazitätsauslastung 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 dürfte teilweise um mehr als 4 % steigen. Die Aussichten für die USA haben sich dagegen etwas eingetrübt. Hier könnten weitere Zinsanhebungen und eine schwächere Konsumneigung das Wachstum dämpfen. Trotzdem gehen Konjunkturforschungsinstitute davon aus, dass das preisbereinigte Wachstum 2006 nur leicht unter dem Vorjahreswert von 3,5 % liegen wird.

Weiterhin hohe Brennstoffkosten – stark schwankende Preise für Emissionszertifikate

Die Preise an den Weltenergiemärkten werden sich auch im weiteren Jahresverlauf auf hohem Niveau bewegen. Bei weiterhin knappen Förder- und Raffineriekapazitäten sowie anhaltenden geopolitischen Risiken ist ein Ende der Rohöl-Hausse derzeit nicht in Sicht. Daher werden auch die Gaspreise hoch bleiben, die der Entwicklung am Ölmarkt mit mehrmonatigem Zeitverzug folgen. Die Steinkohlenotierungen in Nordwesteuropa sind zuletzt etwas gestiegen. Trotzdem gehen wir nicht davon aus, dass sie im Jahresdurchschnitt nennenswert über dem Niveau von 2005 liegen werden.

Neben der Preisentwicklung an den Brennstoffmärkten prägt auch der europäische Emissionshandel die Kostenentwicklung in der Stromerzeugung. Hier ist es Ende April 2006 überraschend zu einem Preiseinbruch gekommen. Am 12. Mai notierten die 2006er-Zertifikate bei 9 € je Tonne CO₂ und damit erheblich unter dem Jahresdurchschnitt 2005 (18 €). Erste Informationen über die nationalen Emissionsbilanzen für 2005 deuten darauf hin, dass Zertifikate in der ersten Handelsperiode (2005–2007) nicht so knapp sein werden, wie zunächst erwartet. Die weitere Preisentwicklung am CO₂-Markt hängt maßgeblich davon ab, ob diese Einschätzung durch offizielle Zahlen erhärtet wird.

Strompreise reagieren auf Schwankungen im Markt für Emissionszertifikate

Mit dem drastischen Preisverfall am CO₂-Markt haben sich auch die Notierungen im europäischen Stromgroßhandel zuletzt deutlich verringert. Wegen der anhaltend hohen Brennstoffkosten und unverändert knapper Erzeugungskapazitäten in den größten europäischen Energiemärkten liegen sie aber weiter auf hohem Niveau. Da wir unsere Stromproduktion für das laufende Geschäftsjahr bereits nahezu vollständig verkauft haben, würden sich nachgebende Preise ohnehin erst nach 2006 im Ergebnis niederschlagen. Für 2007 haben wir bereits mehr als drei Viertel unserer Erzeugung am Markt platziert.

Konzernumsatz voraussichtlich leicht 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 in unseren europäischen Märkten steigende Beschaffungskosten und Infrastrukturaufwendungen an unsere Kunden weitergeben. Hinzu kommen Mengenzuwächse im Gasgeschäft – u. a. infolge der kalten Winterwitterung. Durch kleinere Unternehmensverkäufe innerhalb der RWE Energy und der RWE Trading entfallen Erlöse in der Größenordnung von 2,5 Mrd. €.

Weiterer Ergebnisanstieg erwartet, allerdings Risiken durch deutsche Netzregulierung

Unsere im Februar dieses Jahres im Geschäftsbericht 2005 veröffentlichte Ergebnisprognose können wir vorläufig bestätigen. Wir sind zuversichtlich, unsere Eckdaten in allen wesentlichen Ergebnisgrößen gegenüber dem Vorjahr verbessern zu können. Die Prognose steht allerdings unter dem Vorbehalt, dass regulatorische Eingriffe im deutschen Netzgeschäft nicht zu Ergebnisbelastungen führen, die unsere heutigen Erwartungen übertreffen.

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 gehen von einem Plus im zweistelligen Prozentbereich aus. Die Ergebnisverbesserung ist maßgeblich der Business Unit Stromerzeugung zuzuordnen, in der RWE Trading miterfasst ist. Wichtigster Faktor sind gestiegene Großhandelspreise. Für 2006 haben wir unsere Stromproduktion bereits fast vollständig am Markt platziert. Außerdem erwarten wir eine bessere Verfügbarkeit unserer Erzeugungskapazitäten. Höhere Kosten für Brennstoffe werden dagegen belastend wirken. Daneben rechnen wir mit rückläufigen Margen auf dem Markt für Regelenergie, die zum Ausgleich kurzfristiger Angebots- und Nachfrageschwankungen im Stromnetz eingesetzt wird. Auch gehen wir nicht davon aus, dass RWE Trading an das hohe Ertragsniveau des Vorjahres anknüpfen wird. Bei der Business Unit RWE Dea gehen wir von einem Abschluss über Vorjahr aus. Basis dafür sind die anhaltend hohen Öl- und Gasnotierungen, die sich allerdings wegen frühzeitiger Sicherungsgeschäfte noch nicht in vollem Umfang im Ergebnis niederschlagen werden. Außerdem erwarten wir Belastungen durch steigende Förder- und Explorationskosten sowie durch höhere Investitionen.

RWE Energy wird das hohe Ergebnisniveau des Vorjahres nicht erreichen können. Grund sind Belastungen aus der Regulierung des deutschen Netzgeschäfts, deren Ausmaß gegenwärtig aber noch nicht abgeschätzt werden kann (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 CO₂-Emissionszertifikaten 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 gestiegene Gasbeschaffungskosten noch nicht vollständig an unsere Kunden weitergeben. RWE npower hat zum 1. Januar und zum 1. April die Endkundenpreise angehoben, um die Belastungen zu begrenzen. Daneben rechnen wir mit Mehraufwand durch die Förderung von Energiesparmaßnahmen bei britischen Haushalten, zu der die Versorger vom Staat verpflichtet werden. Für 2007 gehen wir davon aus, dass sich die Ertragslage von RWE npower wieder erheblich verbessert.

Der **Unternehmensbereich Wasser** wird voraussichtlich auf Vorjahresniveau abschließen, wenn man das Ergebnis um nicht-operative Sondereinflüsse bereinigt. Bei unseren regulierten britischen und nordamerikanischen Aktivitäten stehen positive Effekte aus Tarifierhöhungen steigenden Betriebskosten gegenüber. Belastungen erwarten wir auch durch die anhaltende Trockenheit in Großbritannien. Inklusive aller Sondereffekte wird sich das Ergebnis des Wasserbereichs verringern. Dabei schlagen u. a. Bilanzierungsänderungen und die Übertragung der RWE Aqua auf RWE Energy zu Buche.

Anstieg beim Nettoergebnis voraussichtlich zweistellig

Beim Nettoergebnis erwarten wir einen Anstieg um 10 bis 20 %. Das beruht hauptsächlich auf einer Entlastung beim neutralen Ergebnis, das 2005 von erheblichen negativen Einmaleffekten geprägt war. Allerdings werden die Erträge aus der Änderung der Kernenergie-Rückstellungen und Veräußerungsgewinne aus heutiger Sicht unter Vorjahr liegen. Beim Finanzergebnis rechnen wir mit einem deutlichen Rückgang. Im laufenden Jahr werden wir 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 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 auf hohem Niveau, sofern es durch Entscheidungen der deutschen 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 wird das Investitionsbudget aufstocken – vor allem um die Vorgaben der im letzten Jahr begonnenen fünfjährigen Regulierungsperiode in Großbritannien zu erfüllen. In Summe gehen wir davon aus, dass die Sachinvestitionen in der Größenordnung von 4,5 bis 4,8 Mrd. € liegen werden.

Nettoverschuldung weiterhin auf niedrigem Niveau

Die Nettofinanzverbindlichkeiten werden sich aus heutiger Sicht in einer Größenordnung von 10 bis 11 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 die Kapitalmarkt-fälligkeiten 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. Außerdem planen wir die Veräußerung von RWE Solutions. Ohne diese Effekte würde sich die Mitarbeiterzahl im Konzern jedoch voraussichtlich 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 des CO₂-freien Kraftwerks noch nicht berücksichtigt. Wir intensivieren unsere Maßnahmen zur Effizienzverbesserung und Emissionsreduktion in der Stromerzeugung (siehe S. 28). Bei der Weiterentwicklung klimaschonender Technologien sehen wir uns in einer besonderen Verantwortung. 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.

Risikomanagement

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 Absatz- und Beschaffungsseite 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 Kraftwerksanlageteilen 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 lokale 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 Quartals 2006 bei 0,1 Mio. €. Das Zinsmanagement hat ebenfalls eine wesentliche Bedeutung. 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 31. März 2006 auf 43,3 Mio. €. Der VaR aus zinstragenden Anlagen unter Einschluss der Absicherungen betrug 21,0 Mio. €. Auch bei der Aktienanlage sind wir Risiken und Chancen ausgesetzt. Der VaR für das Aktienkursrisiko lag zum Quartalsende bei 18,4 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 (siehe S. 13).

- **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. €	Jan-März 2006	Jan-März 2005
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas- / Stromsteuer)	13.807	11.020
Erdgas- / Stromsteuer	-456	-404
Umsatzerlöse	13.351	10.616
Bestandsveränderung der Erzeugnisse / andere aktivierte Eigenleistungen	116	123
Materialaufwand	-8.679	-6.426
Personalaufwand	-1.229	-1.245
Abschreibungen	-715	-685
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-764	-622
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit fortgeführter Aktivitäten	2.080	1.761
Ergebnis aus at-equity bilanzierten Beteiligungen	99	108
Übriges Beteiligungsergebnis	17	158
Finanzerträge	870	622
Finanzaufwendungen	-1.457	-1.143
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	1.609	1.506
Ertragsteuern	-512	-441
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	1.097	1.065
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	17	-
Ergebnis	1.114	1.065
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	-66	-90
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	1.048	975
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	1,86	1,73
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €	(1,83)	(1,73)
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €	(0,03)	(0,00)

* Angepasste Vorjahreszahlen

Bilanz des RWE-Konzerns*

Aktiva in Mio. €	31.03.06	31.12.05
Langfristiges Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	18.060	18.551
Sachanlagen	35.107	36.089
Investment Properties	471	476
At-equity bilanzierte Beteiligungen	2.676	2.617
Übrige Finanzanlagen	1.981	1.842
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	8.633	8.315
Latente Steuern	3.822	3.790
	70.750	71.680
Kurzfristiges Vermögen		
Vorräte	1.923	2.257
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	10.029	8.325
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	13.579	14.543
Wertpapiere	10.454	10.344
Flüssige Mittel	1.792	1.431
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	289	878
	38.066	37.778
	108.816	109.458
Passiva in Mio. €	31.03.06	31.12.05
Eigenkapital		
Anteile des RWE-Konzerns	12.371	11.431
Anteile anderer Gesellschafter	760	926
	13.131	12.357
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	28.130	28.064
Finanzverbindlichkeiten	20.162	21.458
Übrige Verbindlichkeiten	9.764	10.670
Latente Steuern	4.854	4.873
	62.910	65.065
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen	5.102	4.784
Finanzverbindlichkeiten	7.076	5.994
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	7.930	7.497
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	251	533
Übrige Verbindlichkeiten	12.416	13.228
	32.775	32.036
	108.816	109.458

* Angepasste Vorjahreszahlen

Kapitalflussrechnung des RWE-Konzerns*

in Mio. €	Jan–März 2006	Jan–März 2005
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	1.097	1.065
Abschreibungen / Zuschreibungen	714	707
Veränderung der Rückstellungen	1	-168
Latente Steuern / zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen / Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	-129	-496
Veränderung Nettoumlaufvermögen / Sonstige Bilanzposten	-348	441
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	1.335	1.549
Investitionen in Anlagegegenstände	-730	-695
Einnahmen aus Abgängen von Anlagegegenständen	290	32
Veränderung Wertpapiere und Geldanlagen	-62	257
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-502	-406
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-469	531
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel fortgeführter Aktivitäten	364	1.674
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-3	11
Veränderung der flüssigen Mittel	361	1.685
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	1.431	1.526
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	1.792	3.211
Finanzvermögen zum Anfang des Berichtszeitraums	16.390	14.998
Finanzvermögen zum Ende des Berichtszeitraums	17.887	16.714
Bruttofinanzschulden zum Anfang des Berichtszeitraums	27.828	27.383
Bruttofinanzschulden zum Ende des Berichtszeitraums	27.335	28.289
Nettofinanzschulden zum Anfang des Berichtszeitraums	11.438	12.385
Nettofinanzschulden zum Ende des Berichtszeitraums	9.448	11.575

* 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	–	–35	–35
Other Comprehensive Income / Sonstiges	203	–14	189
Ergebnis	975	90	1.065
Stand: 31.03.05	10.759	915	11.674
Stand: 31.12.05	11.431	926	12.357
Dividendenzahlungen	–	–39	–39
Other Comprehensive Income / Sonstiges	–108	–193	–301
Ergebnis	1.048	66	1.114
Stand: 31.03.06	12.371	760	13.131

* Angepasste Vorjahreszahlen

Anhang

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Der Zwischenbericht zum 31. März 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 31. März 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 Werthaltigkeitstests 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“ führt der IASB eine weitere Möglichkeit zur Behandlung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste ein. Zukünftig ist auch eine erfolgsneutrale Erfassung zulässig. 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 – 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 mit dem Quartalsabschluss zum 31. März 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 Quartal 2005 um 32 Mio. € und im Geschäftsjahr 2005 um 132 Mio. €. Dem steht ein Anstieg der Finanzaufwendungen in jeweils gleicher Höhe gegenüber.

Im ersten Quartal 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 / Veröffentlichte, aber noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen

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.

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:

	31.03.06	31.12.05
Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen	476	489
Anzahl der at-equity bilanzierten Beteiligungen	158	158

Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Schulden

Im Unternehmensbereich Wasser ist der Verkauf von Randaktivitäten eingeleitet worden, so dass diese als Veräußerungsgruppe klassifiziert und als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte bzw. Schulden ausgewiesen werden (siehe Tabelle unten):

in Mio. €	31.03.06	31.12.05
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	289	878
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	251	533

Die zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerte und Schulden haben sich im ersten Quartal 2006 im Wesentlichen durch die Entkonsolidierung der chilenischen Wasseraktivitäten vermindert.

Nicht fortgeführte Aktivitäten (Discontinued Operations)

Aus dem Abschluss des Verkaufes der RWE Umwelt an die Rethmann-Gruppe im Geschäftsjahr 2005 ergaben sich nachträgliche Zahlungen, die nach Berücksichtigung von Steuern mit 17 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 Quartal 2006 bei 14 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 10 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 Quartal 2006 wurden von Unternehmen der RWE AG 4.555 Stammaktien zum durchschnittlichen Anschaffungspreis von 66,68 € je Aktie am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 11.660,80 € (0,01 ‰ des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen der Vermögensbildung insgesamt 150 Stammaktien zum durchschnittlichen Kurs von 44,68 € je Stückaktie sowie anlässlich von Dienstjubiläen 4.405 Stammaktien zum durchschnittlichen Kurs von 46,20 €. Der Gesamterlös belief sich auf 210.213,00 €. 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 14. April 2005 wurde der Vorstand ermächtigt, bis zum 31. Oktober 2006 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10 % des Grundkapitals der Gesellschaft zu erwerben. Dieser Beschluss wurde abgelöst durch den Beschluss der Hauptversammlung vom 13. April 2006, der den 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 Rahmen des Aktienoptionsprogramms für Führungskräfte (AOP-F) wurden Bezugsrechte ausgegeben, die eine Wartezeit von drei Jahren und eine Laufzeit von fünf Jahren nach ihrer jeweiligen Ausgabe haben. Die Bezugsrechte können nur ausgeübt werden, wenn der Börsenkurs der Stammaktie – errechnet auf der Grundlage des Total-Return-Ansatzes – bis zur Ausübung um jährlich durchschnittlich mindestens 6 % gestiegen (absolute Performance) und im selben Zeitraum nicht mehr als zehn Prozentpunkte hinter dem Aktienindex Dow Jones STOXX zurückgeblieben ist (relative Performance). Die jeweils vierwöchigen Ausübungszeiträume beginnen mit dem 21. Börsentag nach Veröffentlichung der Umsatz- und Ergebniszahlen des abgelaufenen Geschäftsjahres bzw. nach Veröffentlichung des Halbjahresergebnisses.

Die Bezugsrechte können nur gegen Zahlung des Ausübungspreises ausgeübt werden. Der Ausübungspreis entspricht dem Börsenkurs der Stammaktie am ersten Börsentag nach Ablauf des maßgeblichen Ausübungszeitraums, abzüglich eines Abschlags, der sich aus der absoluten und der relativen Performance-Komponente zusammensetzt. Der Abschlag ist auf 40 Prozentpunkte begrenzt.

Die Ausübungsbedingungen sehen vor, dass die Bezugsrechte statt mit jungen Aktien aus dem bedingten Kapital mit bereits bestehenden Stammaktien bedient werden können oder anstelle von Stammaktien der Abschlag in bar geleistet wird. Soweit die Bezugsberechtigten nicht bei der RWE AG beschäftigt sind, werden die mit der Ausübung verbundenen Aufwendungen durch die jeweilige Konzerngesellschaft getragen.

Aus der AOP-F-Tranche 2001A wurden ursprünglich 5.262.300 Bezugsrechte ausgegeben. Zum 31. März 2006 stehen gegenüber dem 31. Dezember 2005 unverändert 14.500 Bezugsrechte aus.

Darüber hinaus bestehen weitere virtuelle aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Mitarbeiter sowie für Mitglieder des Vorstands und weitere Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen, über die im Jahresabschluss zum 31. Dezember 2005 gesondert berichtet wurde. Im ersten Quartal 2006 wurde eine weitere Tranche ausgegeben.

Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG vom 13. April 2006 hat 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 769 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-März 2006	Jan-März 2005
Nettoergebnis	Mio. €	1.048	975
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	562.405	562.405
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	in €	1,86	1,73

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 128 Mio. € auf 398 Mio. € erhöht. Der Anstieg entfällt im Wesentlichen auf Verbindlichkeiten aus Bürgschaften.

Überleitung zum betrieblichen Ergebnis

Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum betrieblichen Ergebnis in Mio. €	Jan-März 2006	Jan-März 2005
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit	2.080	1.761
+ Beteiligungsergebnis	116	266
- Neutrales Ergebnis	60	-77
Betriebliches Ergebnis	2.256	1.950

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-März 2006	Jan-März 2005
EBITDA	2.768	2.427
- Betriebliche Abschreibungen	-627	-604
EBIT	2.141	1.823
+ Betriebliches Beteiligungsergebnis	115	127
Betriebliches Ergebnis	2.256	1.950

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

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 –

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*

- 10. 08. 2006** Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2006
- Pressekonferenz
 - 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 Internetübertragungen 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