

# BERICHT ÜBER DAS ERSTE HALBJAHR 2011

- Hohe Belastungen durch Kernenergieausstieg in Deutschland
- Betriebliches Ergebnis um 33% gesunken
- Ergebnisausblick für 2011 nach unten korrigiert
- Leicht verbesserte Ertragsperspektiven für 2013
- Stärkung der Kapitalbasis für künftiges Wachstum

# AUF EINEN BLICK

<b>Eckdaten des RWE-Konzerns</b>		Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	154,0	155,3	-0,8	311,2
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	185,3	225,1	-17,7	395,4
Außenumsatz	Mio. €	27.457	27.354	0,4	53.320
EBITDA	Mio. €	4.622	6.150	-24,8	10.256
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	3.341	4.956	-32,6	7.681
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	2.425	3.160	-23,3	4.978
Nettoergebnis	Mio. €	1.590	2.043	-22,2	3.308
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	1.667	2.746	-39,3	3.752
Ergebnis je Aktie	€	2,98	3,83	-22,2	6,20
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,13	5,15	-39,2	7,03
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	3.139	1.736	80,8	5.500
Investitionen	Mio. €	2.760	2.567	7,5	6.643
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.709	2.497	8,5	6.379
In Finanzanlagen	Mio. €	51	70	-27,1	264
Free Cash Flow	Mio. €	430	-761	156,5	-879
		30.06.11	31.12.10		
Nettoschulden des RWE-Konzerns	Mio. €	30.084	28.964	3,9	
Mitarbeiter <sup>1</sup>		72.700	70.856	2,6	

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

## Inhalt

<b>Brief des Vorstandsvorsitzenden</b>	<b>1</b>	<b>Konzernabschluss (verkürzt)</b>	<b>44</b>
<b>RWE am Kapitalmarkt</b>	<b>4</b>	Gewinn- und Verlustrechnung	44
<b>Lagebericht</b>	<b>6</b>	Aufstellung der erfassten Erträge	
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	6	und Aufwendungen	45
Wesentliche Ereignisse	13	Bilanz	46
Anmerkungen zur Berichtsweise	16	Kapitalflussrechnung	47
Geschäftsentwicklung	18	Veränderung des Eigenkapitals	48
Ausblick 2011	36	Anhang	49
Entwicklung der Risiken und Chancen	41	<b>Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht</b>	<b>54</b>
<b>Versicherung der gesetzlichen Vertreter</b>	<b>43</b>	<b>Organe</b>	<b>55</b>
		<b>Finanzkalender 2011/2012</b>	<b>56</b>

»Der deutsche Kernenergieausstieg belastet uns erheblich. Wir reagieren mit einem Maßnahmenpaket, das unsere Finanzkraft stärkt und weiteres Wachstum ermöglicht.«

*Liebe Investoren und Freunde des Unternehmens,*

die Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Bundesregierung zu einer Kehrtwende in der Energiepolitik veranlasst. Die im Vorjahr verabschiedete Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke wurde Mitte 2011 wieder rückgängig gemacht. Für acht Kernkraftwerke bedeutet die Energiewende das sofortige Aus. Die übrigen neun Anlagen müssen bis Ende 2022 zeitlich gestaffelt vom Netz. Gegenüber der ursprünglichen Ausstiegsregelung von 2002 ergeben sich dadurch zusätzliche Härten. Zugleich hält die Bundesregierung an der neuen Steuer auf Kernbrennstoffe fest und bürdet uns damit weitere Lasten auf. Die Versorgungslücke aus dem Wegfall der Kernenergie soll nach den Plänen der Bundesregierung u.a. durch den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und hoch effiziente fossil befeuerte Kraftwerke geschlossen werden. Mehr Energieeffizienz und schnellerer Netzausbau sind weitere Ziele der deutschen Energiepolitik.

Was bedeutet das für RWE?

Die Beschlüsse zur Kernenergie führen zu erheblichen Ergebnisbelastungen, die sich bereits im vorliegenden Halbjahresabschluss niederschlagen. Dazu später mehr. Das Energiekonzept der Bundesregierung bietet uns aber auch Chancen, die wir nutzen wollen. Im Zentrum unserer Strategie, die sich mit den Begriffen „nachhaltiger – internationaler – robuster“ charakterisieren lässt, steht die Verbesserung der Effizienz und der CO<sub>2</sub>-Bilanz unseres Erzeugungsportfolios. Schon seit Jahren setzen wir Milliarden-Beträge für neue konventionelle Kraftwerke und den Ausbau der erneuerbaren Energien ein. Unser Rekordinvestitionsprogramm befindet sich auf der Zielgeraden. Zwei neue Großkraftwerke haben wir bereits in Betrieb genommen und bis 2014 kommen jedes Jahr weitere hinzu. Die Kraftwerksflotte von RWE gehört dann zu den modernsten Europas.

Allerdings binden die laufenden Projekte in erheblichem Umfang Kapital. Mit dem frühzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie und der Kernbrennstoffsteuer fallen Finanzmittel weg, die wir bei unseren Investitionsentscheidungen fest eingeplant hatten. Auch die rückläufigen Margen in der Stromerzeugung und die schwierige Lage im Gas-Midstream-Geschäft schmälern unsere Finanzkraft. Die genannten Faktoren haben die Rating-Agenturen erst kürzlich zu einer Senkung unserer Bonitätsnote veranlasst. Nun geht es darum, unser solides A-Rating zu halten. Das ist immens wichtig für uns, denn ein A-Rating sichert uns – auch in Krisenphasen am Kapitalmarkt – den Zugang zu Finanzmitteln und ist Basis für attraktive Konditionen bei der kurzfristigen Finanzierung, die wir z.B. für unser Handelsgeschäft benötigen.

Die massiven politischen Einschnitte in unser Ertragspotenzial haben uns veranlasst, ein Maßnahmenpaket zur Stärkung der Finanzkraft zu schnüren. Konkret planen wir folgende Schritte:

- Das im Februar 2011 beschlossene Desinvestitionsprogramm stocken wir auf: Angestrebt wird nun ein Volumen von bis zu 11 Mrd. € statt bisher 8 Mrd. €. Wir prüfen Optionen für einen (Teil-)Verkauf der RWE Dea, des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS, unserer Beteiligung an Berlinwasser, ausgewählter deutscher Vertriebs- und Netzaktivitäten sowie einiger Kohle- und Gaskraftwerke. Das Programm soll bis Ende 2013 umgesetzt werden.
- Wir kürzen unser Investitionsbudget: Ab 2014 soll es sich in einer Größenordnung von 4 Mrd. € pro Jahr bewegen. Damit liegen wir um 1,5 Mrd. € unter dem Ausgabenniveau im Mittelfristzeitraum von 2011 bis 2013. Die Hälfte der Mittel ist für Wachstumsprojekte reserviert: Hier denken wir vor allem an zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten auf Basis regenerativer Energien und an den Ausbau unserer Aktivitäten in Zentralost-/Südosteuropa.
- Den Zielwert für unser laufendes Effizienzsteigerungsprogramm heben wir an: Bislang hatten wir uns vorgenommen, mit Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung gegenüber 2006 einen jährlichen Ergebnisbeitrag zu erwirtschaften, der sich bis 2012 schrittweise auf 1,4 Mrd. € erhöht; nun peilen wir 1,5 Mrd. € an. Nach Umsetzung des bestehenden werden wir ein neues Effizienzsteigerungsprogramm starten, das wir Ihnen im März 2012 mit der Veröffentlichung des Jahresabschlusses 2011 vorstellen werden.
- Wir stärken unser Eigenkapital: Mit der Ausgabe neuer und der Veräußerung im Bestand gehaltener RWE-Aktien schaffen wir uns finanziellen Spielraum und sichern unser aktuelles Kredit-Rating. In Summe wollen wir das Eigenkapital um ca. 2,5 Mrd. € erhöhen.

Mit den genannten Maßnahmen erhöhen wir die Schlagkraft Ihrer RWE nachhaltig. Allerdings ändern sie nichts an den erwähnten Belastungen für unsere Ertragslage ab 2011. Diese spiegeln sich bereits im Halbjahresabschluss deutlich wider: Das betriebliche Ergebnis des RWE-Konzerns ist um 33% gesunken, das nachhaltige Nettoergebnis sogar um 39%. Die Belastungen aus dem Kernenergieausstieg und der Kernbrennstoffsteuer belaufen sich im ersten Halbjahr auf rund 900 Mio. €. Zwar sehen wir Chancen, die Ergebniseinbußen durch operative Verbesserungen an anderer Stelle abfedern zu können. Trotzdem müssen wir unsere im Februar veröffentlichte Prognose für das Gesamtjahr nach unten korrigieren: Beim betrieblichen Ergebnis erwarten wir nun einen Rückgang um ca. 25% und beim nachhaltigen Nettoergebnis um ca. 35%. Das sind jeweils fünf Prozentpunkte mehr als zunächst angenommen. Unsere mittelfristige Ertragsperspektive hat sich dagegen etwas verbessert: Nach unserer aktuellen Planung wird das betriebliche Ergebnis im Jahr 2013 bei ca. 5,9 Mrd. € liegen; für das nachhaltige Nettoergebnis veranschlagen wir einen Wert von ca. 2,5 Mrd. €. In den Zahlen sind zukünftige Unternehmensverkäufe im Rahmen unseres Desinvestitionsprogramms allerdings noch nicht berücksichtigt.

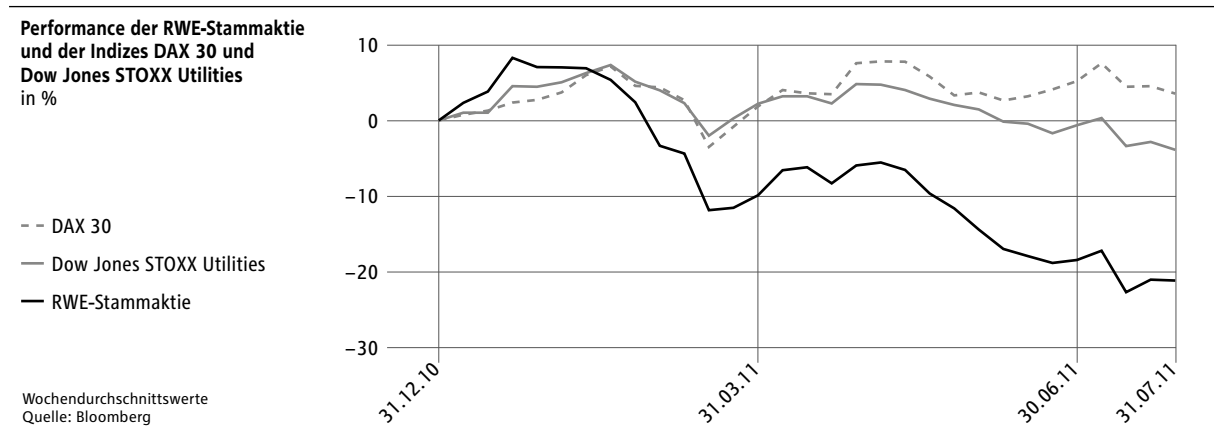
Wie erfolgreich ein Unternehmen ist, beweist sich gerade in schwierigen Zeiten. Ich bin mir sicher: Die oben skizzierten Maßnahmen werden uns dabei helfen, eben diesen Erfolgsnachweis zu erbringen. Dabei setzen wir auch auf das Vertrauen, das Sie – unsere Aktionäre – uns entgegenbringen. Wir werden weiterhin mindestens die Hälfte unseres nachhaltigen Nettoergebnisses an Sie ausschütten und Sie damit am zukünftigen Erfolg Ihrer RWE angemessen beteiligen.

Mit freundlichen Grüßen

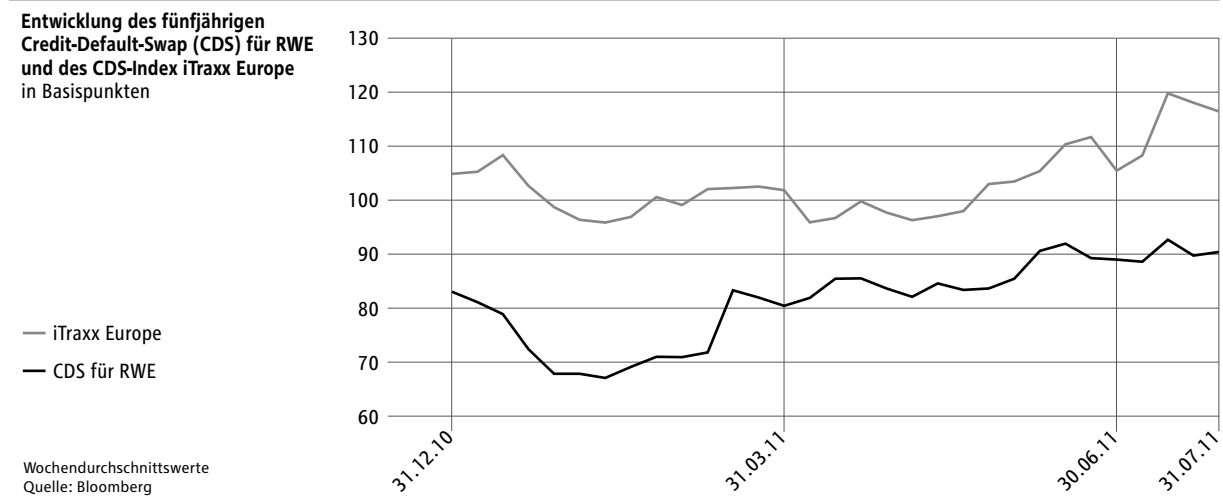
A handwritten signature in black ink, reading "Jürgen Großmann". The signature is written in a cursive, flowing style with a large initial 'J'.

Dr. Jürgen Großmann  
Vorstandsvorsitzender der RWE AG  
Essen, im August 2011

## Kernenergieausstieg belastet Kursentwicklung der RWE-Aktien



Trotz drohender Staatspleiten im Euro-Raum herrschte am deutschen Aktienmarkt im ersten Halbjahr noch freundliche Stimmung. Basis dafür war die gute heimische Konjunktur. Der Leitindex DAX schloss Ende Juni mit 7.376 Punkten und damit 7% über dem Schlusskurs von 2010. Im Mai hatte er mit über 7.500 Punkten den höchsten Stand seit Anfang 2008 erreicht. Europäische Versorgertitel schnitten im Durchschnitt schwächer ab als der DAX: Der Branchenindex Dow Jones STOXX Utilities legte lediglich um ein halbes Prozent zu. Besonders enttäuschend verlief das erste Halbjahr für RWE-Aktionäre: Unsere Stämme gingen am 30. Juni 2011 mit 38,24 € aus dem Handel und die Vorzüge mit 35,20 €. Das entspricht einer Performance (Rendite aus Kursveränderung und Dividende) von -18 bzw. -21%. Hauptgrund ist der Kurswechsel in der deutschen Energiepolitik nach dem Unglück im japanischen Kernkraftwerk Fukushima. Per Gesetz wurde die Ende 2010 verabschiedete Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke rückgängig gemacht und eine sofortige Stilllegung von acht der insgesamt 17 deutschen Reaktoren verfügt. Über diese Thematik informieren wir ausführlich auf Seite 13.



Der Markt für Unternehmensanleihen war zuletzt von gegenläufigen Entwicklungen geprägt: Einerseits sind die Interbankenzinssätze in den RWE-Kernmärkten leicht gesunken; andererseits erhöhten sich die Risikoaufschläge, die Anleihe-Emittenten auf diese Sätze zahlen müssen. Dies spiegelte sich in den Kosten für die Absicherung von Kreditrisiken über Credit Default Swaps (CDS) wider. Der Index iTraxx Europe, gebildet aus den CDS-Preisen von 125 großen europäischen Unternehmen, bewegte sich von Januar bis Mai in der Nähe der 100-Punkte-Marke. Als sich zur Jahresmitte die Staatsschuldenkrise zuspitzte, zeigte er eine deutliche Aufwärtstendenz. Der CDS für RWE startete mit über 80 Punkten ins Jahr und fiel zunächst auf unter 70 Punkte. Vor dem Hintergrund der Ereignisse in Fukushima und der sich ankündigenden Laufzeitverkürzung für deutsche Kernkraftwerke hat er sich aber wieder erheblich verteuert. Ende Juli notierte er mit 91 Punkten. Damit lag er aber noch weit unter dem iTraxx Europe, der den Monat mit 117 Punkten schloss.

## WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

### **Konjunktur verliert etwas an Schwung**

Nach der kräftigen Erholung im Vorjahr hat sich das Weltwirtschaftswachstum 2011 etwas abgeschwächt. In den USA und China liefen Konjunkturprogramme aus, und die erdbebenbedingte Krise führte Japan vorübergehend in die Rezession. Nach Schätzungen war das kumulierte Bruttoinlandsprodukt (BIP) aller OECD-Staaten im ersten Halbjahr 2011 um etwa 2,5% höher als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Für die Euro-Zone wird ein Plus von mehr als 2% veranschlagt. Deutschland, die größte Volkswirtschaft des Währungsgebiets, bleibt die europäische Wachstumslokomotive. Die Wirtschaftsleistung könnte hier um 4% zugelegt haben. Eine Schlüsselrolle spielt dabei die dynamische Entwicklung im Industriesektor. In den Niederlanden ist das BIP nach aktueller Datenlage um über 2% gestiegen; dort hat sich die zu Jahresbeginn noch kräftige Industriekonjunktur zuletzt merklich abgeschwächt. Für Großbritannien, das die Immobilien- und Finanzmarktkrise noch immer nicht ganz überwunden hat, wird ein Anstieg von etwas über 1% geschätzt. In Polen und Ungarn hat der zu Jahresbeginn beobachtete Aufschwung etwas an Kraft verloren, während sich die Expansion in Tschechien und der Slowakei ungebremst fortsetzte. Das Wachstum dieser Länder dürfte insgesamt über dem europäischen Durchschnitt gelegen haben.

### **Witterung milder als im Vorjahreszeitraum**

Während sich die wirtschaftliche Entwicklung vor allem in der Energienachfrage von Industrieunternehmen niederschlägt, ist der Energieverbrauch der Haushalte in starkem Maße von den Witterungsverhältnissen abhängig. Hier kommt die Temperaturabhängigkeit des Heizwärmebedarfs zum Tragen, die sich u.a. in saisonalen Umsatz- und Ergebnisschwankungen äußert: So erzielen wir etwa zwei Drittel unseres Gasabsatzes in den Winter- und Herbstmonaten (1. und 4. Quartal). Aber auch beim Vergleich verschiedener Geschäftsjahre spielen die Wetterverhältnisse eine Rolle. In unseren Kernmärkten Deutschland, Großbritannien, Niederlande und Zentralosteuropa lagen die Temperaturen im Berichtszeitraum über dem langjährigen saisonalen Mittel. Das Vorjahresniveau wurde zum Teil deutlich überschritten. Dazu hat besonders der ungewöhnlich milde April beigetragen. Neben dem Energieverbrauch wird auch das Stromangebot vom Wetter beeinflusst, insbesondere das der Windkraftanlagen. In Deutschland und Großbritannien blieb das Windaufkommen zwar insgesamt deutlich hinter dem langjährigen Durchschnitt zurück, gegenüber dem windschwachen ersten Halbjahr 2010 hat es sich aber erholt. Anders verhielt es sich in Spanien: Dort war das Vorjahr überdurchschnittlich windreich gewesen. Dieses Niveau wurde 2011 nicht erreicht.

### **Energieverbrauch: Konjunkturbedingte Mehrnachfrage – gesunkener Heizwärmebedarf**

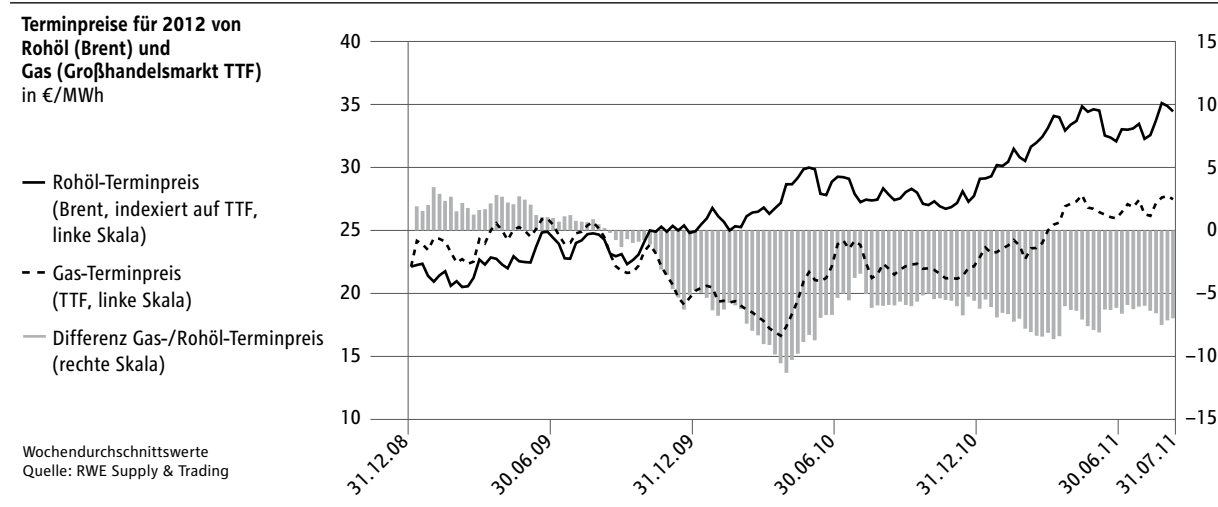
Der Energiebedarf in unseren Kernmärkten war somit von gegenläufigen Faktoren geprägt: dem fortgesetzten Wirtschaftswachstum und der mildereren Witterung. Nach den bislang vorliegenden Daten war der Stromverbrauch in Deutschland im ersten Halbjahr 2011 um knapp 1% höher als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Für die Niederlande, Ungarn und Polen wird ein Anstieg von rund 2% geschätzt. Die Slowakei kommt auf ein Plus von knapp 1%. Dagegen hat sich die Stromnachfrage in Tschechien um 2% verringert. Hier überwog der Witterungseinfluss den Konjunkturreffekt. Gleiches gilt für Großbritannien: Dort ging der Verbrauch um 3% zurück. Allerdings spielten dabei auch Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz eine wichtige Rolle; in Großbritannien gibt es dafür noch großes Potenzial. Beim Gas war die Verbrauchsentwicklung maßgeblich durch den stark verringerten Heizwärmebedarf geprägt. Für Deutschland (-11%), Niederlande (-12%) und Großbritannien (-16%) wurden Rückgänge im zweistelligen Prozentbereich ermittelt, für Tschechien und Ungarn ein Minus von jeweils 8%.

### Ölpreis um 45% über Vorjahresdurchschnitt

An den internationalen Brennstoffmärkten zeigt die Preiskurve weiter nach oben, so u.a. beim Rohöl. Das Barrel der Sorte Brent wurde im ersten Halbjahr 2011 mit durchschnittlich 112 US\$ (79 €) gehandelt. Gegenüber dem Vorjahreszeitraum hat es sich um 45% verteuert. Weil der Dollar abwertete, fiel der Preisanstieg auf Euro-Basis allerdings niedriger aus (34%). Die Entwicklung am Ölmarkt war u.a. durch die steigende Nachfrage der schnell wachsenden Volkswirtschaften Asiens geprägt. Zudem investierten zahlreiche Anleger aufgrund von Inflationsängsten in Rohstoffe und trieben damit die Preise nach oben. Ein weiterer Faktor waren die politischen Unruhen in Nordafrika und im Nahen Osten: Sie verursachten Fördereinbußen und gaben Anlass zur Sorge, dass sich das Ölangebot weiter verknappen könnte. Im zweiten Quartal hat sich die Lage am Ölmarkt allerdings wieder etwas entspannt. Dazu trug bei, dass die Verbrauchsprognosen für die USA und China gesenkt wurden und die Internationale Energieagentur ankündigte, Teile ihrer strategischen Reserven zu verkaufen.

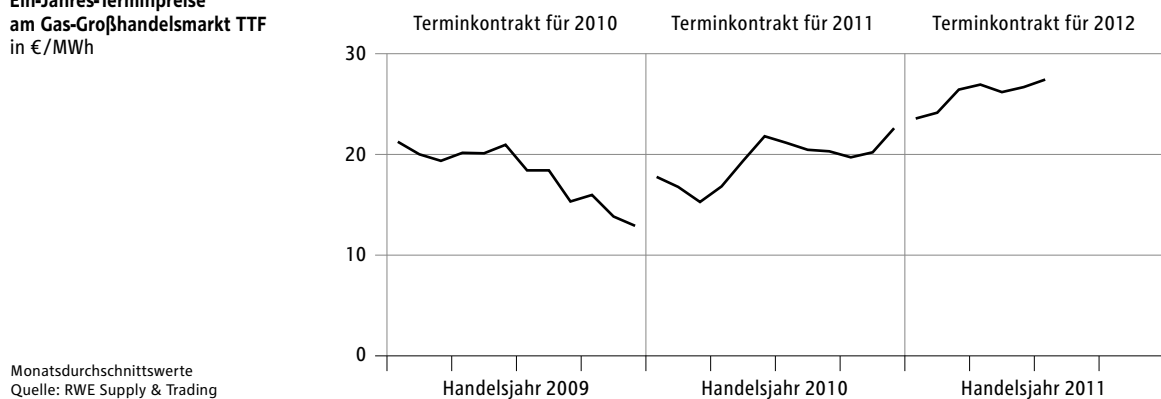
### Deutliche Verteuerung von Gas

Da ein Großteil der Gaseinfuhren nach Kontinentaleuropa auf Langfristverträgen mit Ölpreisbindung basiert, beeinflusst die Entwicklung am Ölmarkt auch die Gaspreise. Allerdings tritt dabei typischerweise ein mehrmonatiger Zeitverzug auf. Neben den ölindexierten Langfristverträgen prägen auch zunehmend kurzfristigere Handelsgeschäfte mit frei verfügbaren Mengen die Lage an den Gasmärkten. Bei diesen Transaktionen hat Öl keinen unmittelbaren Einfluss auf die Preisbildung. Wichtige Handelsplätze sind National Balancing Point (NBP) in Großbritannien und Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden. Die Preise an diesen Märkten liegen seit 2009 deutlich unter denen in ölindexierten Verträgen. Inzwischen sind bereits einige Langfristkontrakte umgestellt worden: Teilmengen werden jetzt nicht mehr ölindexiert, sondern auf Basis der Spotnotierungen an den Gashandelsmärkten abgerechnet.



Die Preise für Gasimporte nach Deutschland waren in den ersten sechs Monaten um durchschnittlich 30% höher als vor einem Jahr. Maßgeblich dafür ist die anhaltende Hausse am Ölmarkt. Am Großhandelsmarkt TTF lag der Spotpreis bei durchschnittlich 23 € je Megawattstunde (MWh) und damit weit über dem Vergleichswert für 2010 (15 €). Im TTF-Terminhandel zeigte sich folgendes Bild: Lieferkontrakte für das kommende Kalenderjahr (Forward 2012) wurden mit 26 € je MWh abgerechnet. Gegenüber dem Preis, der im ersten Halbjahr 2010 für den Forward 2011 bezahlt werden musste (18 €), ergibt sich ebenfalls ein deutlicher Anstieg.

**Ein-Jahres-Terminpreise  
am Gas-Großhandelsmarkt TTF  
in €/MWh**

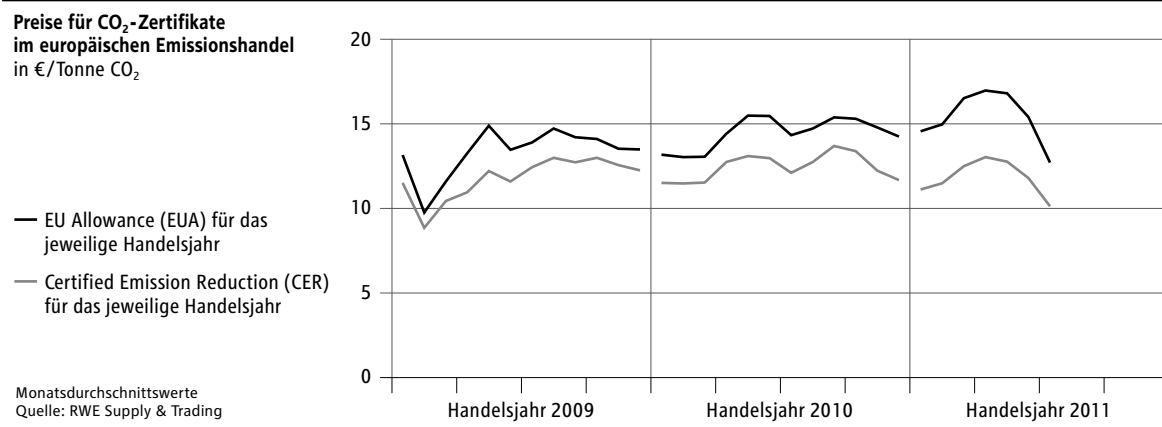


In Deutschland waren die Gastarife für Privathaushalte im ersten Halbjahr um 3% höher als im Vorjahreszeitraum. Industrieunternehmen mussten 14% mehr bezahlen, da die Preise bei dieser Kundengruppe wesentlich schneller auf die Entwicklung am Großhandelsmarkt reagieren. Verteuert hat sich Gas auch in unseren anderen europäischen Märkten. In den Niederlanden mussten Haushaltskunden und Industrieunternehmen 6 bzw. 23% mehr bezahlen, in Großbritannien 2 bzw. 27%, in Tschechien 17 bzw. 16% und in Ungarn 7 bzw. 2%.

### **Nachfrage aus Asien sorgt für Hausse an Steinkohlemärkten**

An den internationalen Märkten für Kraftwerks-Steinkohle haben die Preise ebenfalls angezogen. Im Rotterdamer Spothandel notierte die metrische Tonne im ersten Halbjahr 2011 mit durchschnittlich 124 US\$ (inkl. Fracht und Versicherung) gegenüber 83 US\$ im Vorjahreszeitraum. Nach wie vor bestimmt die anhaltend starke Nachfrage aus dem asiatischen Raum das Marktgeschehen. Eine wichtige Komponente der Steinkohlenotierungen sind die Seefrachtkosten. Für die Standardroute Südafrika-Rotterdam wurden von Januar bis Juni durchschnittlich 10 US\$ je Tonne bezahlt. Der Vergleichswert für 2010 betrug 13 US\$. Zwar hat sich der Bedarf an Transportleistung weiter erhöht; durch den fortgesetzten Ausbau der Schiffskapazitäten wurde dies aber mehr als ausgeglichen.

Für die in Deutschland geförderte Steinkohle wird der Preis vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt. Das Amt legt dabei die Notierungen für importierte Steinkohle zugrunde. Der BAFA-Preis reflektiert deshalb – mit einiger Verzögerung – die Entwicklung an den internationalen Märkten. Sein Wert für das erste Halbjahr 2011 lag bei Abschluss dieses Berichts noch nicht vor. Experten rechnen mit 102 € je Tonne Steinkohleeinheit. Das wären 21 € mehr als im Vorjahreszeitraum.



### CO<sub>2</sub>-Emissionshandel: Preiseinbruch zur Jahresmitte

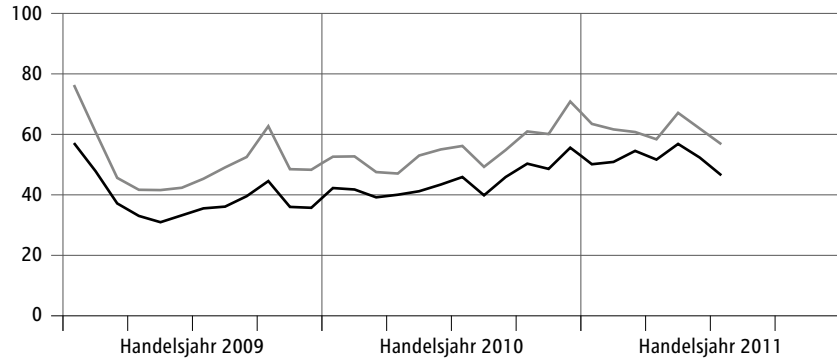
Der europäische Handel mit CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten (sogenannten EU Allowances – EUAs) war zuletzt von deutlichen Preisausschlägen gekennzeichnet. Zunächst haben sich die Zertifikate deutlich verteuert. EUAs für 2011, die zu Jahresbeginn mit 14,40 € je Tonne CO<sub>2</sub> notiert hatten, überquerten im Zeitraum von März bis Mai mehrmals die 17 €-Marke. Maßgeblich dazu beigetragen hat die Reaktion der Bundesregierung auf das Unglück im Kernkraftwerk Fukushima. Der zunächst noch befristete Betriebsstopp für acht der insgesamt 17 deutschen Reaktoren (Kernenergiemoratorium) veranlasste viele Marktteilnehmer zur Annahme, dass Deutschland den Kernenergieausstieg beschleunigen würde. Mit der inzwischen verabschiedeten Atomgesetznovelle hat sich diese Erwartung bestätigt (siehe Seite 13). Der Wegfall von Strom aus Kernenergie führt u.a. zum vermehrten Einsatz von Steinkohle- und Gaskraftwerken und damit zu einem erhöhten CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Dennoch gaben die Zertifikatepreise im Juni wieder stark nach. Im Juli wurden EUAs zeitweise nur noch mit 12 € gehandelt. Dazu beigetragen hat die Zuspitzung der Schuldenkrise im Euro-Raum. Mögliche Staatspleiten und drastische Sparprogramme können erhebliche Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum und den Bedarf an Emissionsrechten haben. Auch die Veröffentlichung des Entwurfs einer EU-Richtlinie zur Steigerung der Energieeffizienz brachte die Preise unter Druck, da ihre Umsetzung den CO<sub>2</sub>-Ausstoß weiter dämpfen würde. Zugleich blockierte Polen das Vorhaben der EU, ihr Emissionsreduktionsziel für 2020 von 20 auf 25% (gegenüber 1990) anzuheben. Im Übrigen wurde bekannt, dass die Europäische Investitionsbank bereits im Herbst 2011 Zertifikate der dritten Handelsperiode versteigern will, die aus dem Reservebestand für Neuanlagen stammen.

Im Durchschnitt des ersten Halbjahres wurden EUAs für 2011 mit 15,90 € gehandelt. Das sind 1,80 € mehr, als im Vorjahreszeitraum für 2010er-Zertifikate bezahlt werden musste. Bei Certified Emission Reductions (CERs), die im Durchschnitt 12,10 € kosteten, ergab sich gegenüber 2010 keine nennenswerte Preisveränderung. CERs sind Gutschriften aus emissionsmindernden Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern. Europäische Unternehmen haben die Möglichkeit, ihre heimischen Emissionen bis zu bestimmten Obergrenzen auch durch Einreichung solcher Zertifikate abzudecken.

**Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Deutschland in €/MWh**

— Spitzenlast  
— Grundlast

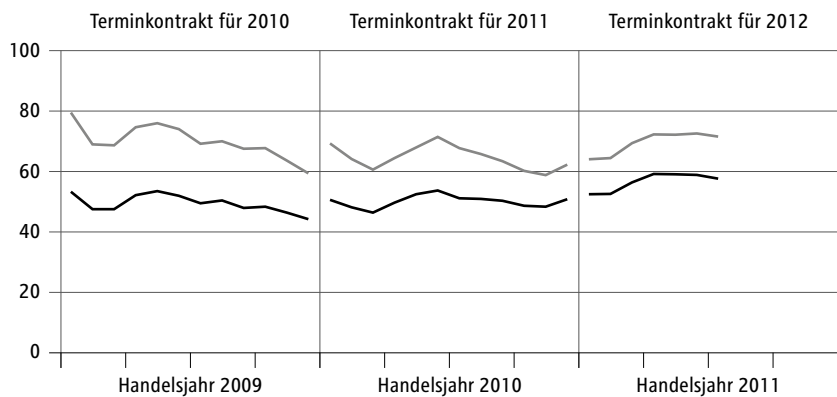
Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: Energiebörse EEX



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

— Spitzenlast  
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: RWE Supply & Trading



**Höhere Strompreise an den Großhandelsmärkten**

An den Strom-Großhandelsmärkten hinterließen die Verteuerung von Brennstoffen und das deutsche Kernenergiemoratorium deutliche Spuren. Im Spothandel an der Energiebörse EEX wurden Grundlastkontrakte im Durchschnitt der ersten sechs Monate 2011 mit 53 € und Spitzenlastkontrakte mit 62 € je MWh abgerechnet. Im ersten Halbjahr 2010 waren 41 € bzw. 51 € gezahlt worden. Auch im deutschen Strom-Terminhandel haben die Preise angezogen. Hintergrund ist, dass die Marktteilnehmer auch mittelfristig mit höheren Brennstoffkosten rechnen. Daneben schlugen sich die Beschlüsse der Bundesregierung zum Kernenergieausstieg in den Notierungen nieder. Lieferverträge für das kommende Kalenderjahr (Forward 2012) wurden im Berichtszeitraum mit durchschnittlich 56 € je MWh Grundlaststrom und 69 € je MWh Spitzenlaststrom gehandelt. Das sind 6 bzw. 3 € mehr, als ein Jahr zuvor für 2011er-Forwards bezahlt werden musste.

Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke nahezu vollständig auf Termin. Auf unsere Erlöse im Berichtszeitraum haben daher die aktuellen Preise nur untergeordneten Einfluss. Entscheidend ist vielmehr, zu welchen Konditionen Stromkontrakte für 2011 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden. Am deutschen Markt notierte der Grundlast-Forward 2011 im Handelszeitraum 2009/2010 mit durchschnittlich 52 € je MWh. Zum Vergleich: Für den 2010er-Forward wurden

2008/2009 durchschnittlich 59 € bezahlt. Somit war Strom für 2011 um 7 € je MWh billiger als Strom für 2010. Das ergibt sich u.a. aus der Entwicklung der Brennstoffpreise, die Mitte 2008 Rekordwerte erreichten und dann zunächst stark nachgaben. Ein weiterer Grund liegt im unerwartet starken Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik. Bis vor kurzem waren viele Marktteilnehmer der Meinung, dass sich in der deutschen Stromerzeugung vermehrt Überkapazitäten bilden würden. Allerdings ist diese Einschätzung durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie wieder ins Wanken geraten.

Bei den Stromterminverkäufen gehen wir grundsätzlich so vor, dass zeitgleich mit dem Abschluss eines Lieferkontrakts die zur Stromproduktion benötigten Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte beschafft bzw. preislich abgesichert werden. Dies gilt in erster Linie für die Erzeugung unserer Steinkohle- und Gaskraftwerke. Maßgeblich für die Ergebnisentwicklung dieser Anlagen sind die sogenannten Clean Dark Spreads (Steinkohle) und Clean Spark Spreads (Gas). Sie werden ermittelt, indem man vom Strommarktpreis die Kosten für den jeweils eingesetzten Brennstoff und für Emissionsrechte abzieht. Unsere bei Terminverkäufen für 2011 erzielten Spreads lagen im Durchschnitt unter den vergleichbaren Vorjahreswerten. Dies gilt auch für Strom aus unseren deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerken. Hier sind die Brennstoffkosten vergleichsweise stabil. Die Spreads dieser Anlagen tendieren daher meist in die gleiche Richtung wie die Strompreise.

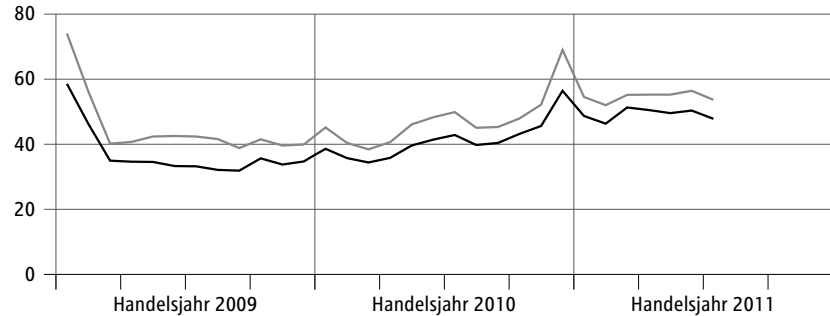
Im deutschen Endkundengeschäft hat sich Strom weiter verteuert. Zwar haben sich viele Vertriebsgesellschaften zu niedrigeren Preisen eingedeckt als für 2010; stark gestiegen sind allerdings die in der Stromrechnung enthaltenen Umlagen nach dem Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien (EEG), denn aufgrund des fortschreitenden Kapazitätsaufbaus von Wind-, Biomasse- und insbesondere Solaranlagen wird immer mehr Strom aus regenerativen Quellen ins Netz eingespeist. Die Tarife für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe waren im Durchschnitt um 7% höher als im ersten Halbjahr 2010. Bei Industrieunternehmen sind die Preise teilweise an die Entwicklung am Spotmarkt gekoppelt. Für sie hat sich Strom um durchschnittlich 10% verteuert.

Auch im britischen Stromgroßhandel sind die Notierungen gestiegen. Am Spotmarkt lag der Durchschnittspreis im Grundlastbereich bei 49 £ (56 €) und im Spitzenlastbereich bei 55 £ (63 €) je MWh. Er hat sich damit um jeweils 12 £ erhöht. Am britischen Strom-Terminmarkt verlief die Entwicklung folgendermaßen: Lieferverträge für das Kalenderjahr 2012 wurden in den ersten sechs Monaten 2011 mit durchschnittlich 55 £ (63 €) je MWh Grundlaststrom abgerechnet. Verglichen mit dem Preis, der im Vorjahreszeitraum für den Forward 2011 bezahlt werden musste, ergibt sich auch hier ein Anstieg um 12 £. In der Spitzenlast stieg das Preisniveau um 13 £ auf 62 £ (71 €).

**Spotpreise am  
Strom-Großhandelsmarkt  
in Großbritannien  
in €/MWh**

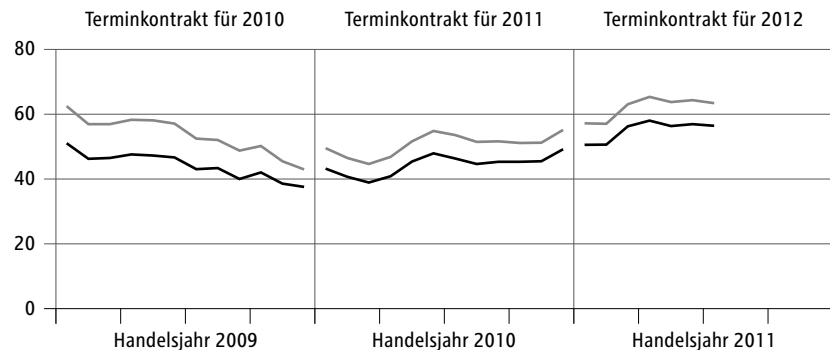
— Spitzenlast  
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: RWE Supply & Trading


**Ein-Jahres-Terminpreise am  
Strom-Großhandelsmarkt  
in Großbritannien  
in €/MWh**

— Spitzenlast  
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: RWE Supply & Trading



RWE verkauft die Stromproduktion auch außerhalb Deutschlands weitgehend auf Termin. Da unser Erzeugungsportfolio in Großbritannien überwiegend aus Steinkohle- und Gaskraftwerken besteht, war die Ergebnisentwicklung durch die von RWE npower erzielten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads geprägt. Erstere waren besser, letztere dagegen ein wenig schwächer als im ersten Halbjahr 2010.

Im britischen Endkundengeschäft haben die meisten Versorger Ende 2010 bzw. im laufenden Jahr ihre Strompreise angehoben. Für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe waren die Entgelte daher im Durchschnitt um 5% höher als im Vorjahreszeitraum; ein Preisanstieg gleicher Größenordnung ergab sich bei Industriekunden.

In den Niederlanden entwickelten sich die Großhandelsnotierungen für Strom ähnlich wie in Deutschland. Die von uns realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads lagen dort unter Vorjahr. Im Endkundengeschäft haben sich die Preise leicht erhöht, für Privathaushalte um 2% und für Industrieunternehmen um 3%.

In unseren zentralosteuropäischen Strommärkten entwickelten sich die Endkundenpreise unterschiedlich. Privathaushalte mussten in Polen 2% und in der Slowakei 5,3% mehr bezahlen, in Ungarn dagegen 2,1% weniger. Stromlieferungen an Industriekunden haben sich in Polen um 0,7% und in der Slowakei um 4,5% verteuert, in Ungarn dagegen um 12% verbilligt.

## WESENTLICHE EREIGNISSE

### Im Berichtszeitraum

#### **Deutschland beschleunigt Ausstieg aus der Kernenergie**

Vor dem Hintergrund des Reaktorunglücks im japanischen Fukushima hat der Deutsche Bundestag am 30. Juni eine Novelle des Atomgesetzes (AtG) verabschiedet, die im August in Kraft getreten ist. Die im Vorjahr eingeführte Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke wird damit rückgängig gemacht. Verschärfend werden für jeden Block spätestmögliche Abschalttermine festgelegt. Demnach müssen die acht Reaktoren, für die im März ein zunächst auf drei Monate befristeter Betriebsstopp (Kernenergiemoratorium) verhängt worden war, endgültig die Stromproduktion einstellen. Bis September soll die Bundesnetzagentur entscheiden, ob eine dieser Anlagen für den Fall von Versorgungsengpässen bis 2013 in Bereitschaft bleibt. Die übrigen neun deutschen Kernkraftwerke müssen spätestens zum Ende der Jahre 2015 (Grafenrheinfeld), 2017 (Gundremmingen B), 2019 (Philippsburg II), 2021 (Grohnde, Brokdorf, Gundremmingen C) und 2022 (Isar II, Neckarwestheim II, Emsland) vom Netz. Wegen der Rücknahme der Laufzeitverlängerung entfallen die Zahlungen der Kernkraftbetreiber in den Klima- und Energiefonds: Der Fonds sollte aus Zusatzgewinnen gespeist werden, die durch eine längere Betriebsdauer der Kernkraftwerke erzielt worden wären. An der bis Ende 2016 befristeten Steuer auf Kernbrennstoffe hält die Bundesregierung allerdings fest.

Flankiert wird der Kernenergieausstieg durch ein – ebenfalls Ende Juni verabschiedetes – Gesetzespaket, mit dem u.a. die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien, Maßnahmen zur Energieeffizienz und ein zügigerer Ausbau der Netzinfrastruktur gefördert werden sollen. Die Bundesregierung will den Ökostrom-Anteil bis spätestens 2020 auf 35% verdoppeln. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht jetzt u.a. attraktivere Förderkonditionen für Windkraftanlagen auf dem Meer vor: Betreiber dieser Anlagen können künftig eine höhere Einspeisevergütung verbunden mit einer kürzeren Förderdauer in Anspruch nehmen. Die durch die Rücknahme der Laufzeitverlängerung verursachte Finanzierungslücke beim Klima- und Energiefonds soll ab 2013 mit Mitteln aus der Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten geschlossen werden. Aus dem Fonds werden u.a. Fördermaßnahmen auf dem Gebiet der Elektromobilität, der Energiespeicher und der energetischen Gebäudesanierung finanziert. Weitere Gelder sind zur Entlastung energieintensiv produzierender Unternehmen vorgesehen.

#### **Standard & Poor's und Moody's stufen RWE-Rating herab**

Mitte des Jahres haben die beiden führenden Ratingagenturen Standard & Poor's und Moody's ihre Bonitätsnote für RWE um jeweils eine Stufe auf A- bzw. A3 gesenkt. Ihr Rating-Ausblick ist jeweils „negativ“. Die Herabstufungen werden u.a. mit den politischen Entscheidungen zum Kernenergieausstieg und den schwierigen Marktbedingungen im Gasgeschäft begründet. Sie haben keinen wesentlichen Einfluss auf unsere Finanzierungskosten.

#### **Holzpellet-Fabrik in Georgia nimmt Produktion auf**

RWE Innogy hat Mitte Mai eine Fabrik zur Herstellung von Holzpellets im US-Bundesstaat Georgia in Betrieb genommen. Die Anlage ist mit einer jährlichen Produktionskapazität von 750.000 Tonnen eine der größten weltweit. Die Holzpellets kommen zunächst hauptsächlich in unserem Steinkohlekraftwerk Amer (Niederlande) zum Einsatz. Bereits heute wird dort in einzelnen Blöcken bis zu 30% Biomasse als Rohstoff mitverbrannt. Dieser Anteil soll in den kommenden Jahren erheblich gesteigert werden. Darüber hinaus rüsten wir der-

zeit unser britisches Steinkohlekraftwerk Tilbury für die ausschließliche Verfeuerung von Biomasse um. Der Rohstoffbedarf der Anlage, die dann über eine Kapazität von 750 MW verfügen wird, soll etwa zur Hälfte aus Georgia gedeckt werden.

Im Berichtszeitraum sind weitere wesentliche Ereignisse eingetreten. Diese haben wir im Bericht zum ersten Quartal 2011 auf den Seiten 11/12 dargestellt.

## Nach Ablauf des Berichtszeitraums

### **Aufsichtsrat beruft Peter Terium zum künftigen Vorstandsvorsitzenden der RWE AG**

Peter Terium, Vorstandsvorsitzender unserer Tochtergesellschaft Essent, tritt zum 1. September 2011 als stellvertretender Vorsitzender in den Vorstand der RWE AG ein. Dies beschloss der Aufsichtsrat der RWE AG in seiner Sitzung am 8. August. Dr. Jürgen Großmann wird zum 30. Juni 2012 aus dem Unternehmen ausscheiden und die Führung an den 47-jährigen Niederländer abgeben. Terium war u.a. bei KPMG und der Schmalbach-Lubeca AG tätig, bevor er im Jahr 2003 zu RWE kam. Er übernahm zunächst die Leitung des Konzern-Controllings, später u.a. auch das Amt des CEO der RWE Supply & Trading. Sein Stellvertreter als Vorstandsvorsitzender der RWE AG wird ab 1. Juli 2012 Dr. Rolf Martin Schmitz sein. Der 54-jährige Rheinländer ist seit 2009 im Vorstand der RWE AG und verantwortet dort die operative Steuerung der Konzerngesellschaften.

### **RWE plant Maßnahmen zur Stärkung der Finanzkraft**

Am 8. August haben wir ein Maßnahmenpaket auf den Weg gebracht, mit dem die Finanzkraft von RWE gestärkt und dem Unternehmen neue Wachstumsperspektiven eröffnet werden sollen. Es sieht u.a. eine Aufstockung des im Februar 2011 beschlossenen Desinvestitionsprogramms von 8 Mrd. € auf bis zu 11 Mrd. € vor. Wir prüfen Optionen für einen (Teil-)Verkauf der RWE Dea, des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS, unserer Beteiligung an Berlinwasser, ausgewählter deutscher Vertriebs- und Netzaktivitäten sowie einiger Kohle- und Gaskraftwerke. Das Programm soll bis Ende 2013 umgesetzt werden. Unser Investitionsbudget werden wir herunterfahren: Ab 2014 soll es sich in einer Größenordnung von 4 Mrd. € pro Jahr bewegen. Damit liegen wir um 1,5 Mrd. € unter dem jahresdurchschnittlichen Ausgabenniveau von 2011 bis 2013. Die Hälfte der Mittel ist für Wachstumsprojekte reserviert. Hier denken wir vor allem an zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien und den Ausbau der Aktivitäten in Zentralost-/Südosteuropa. Für das laufende Effizienzsteigerungsprogramm haben wir uns einen noch ambitionierteren Zielwert gesetzt: Bislang wollten wir gegenüber 2006 einen jährlichen Ergebnisbeitrag erwirtschaften, der sich bis 2012 schrittweise auf 1,4 Mrd. € erhöht; nun peilen wir 1,5 Mrd. € an. Außerdem werden wir nach Abschluss des Programms eine weitere Kostensenkungsoffensive starten. Unser Paket sieht ferner die Ausgabe neuer und die Veräußerung im Eigenbestand gehaltener RWE-Aktien vor. Dadurch wollen wir das Eigenkapital in Summe um ca. 2,5 Mrd. € erhöhen. Der Zeitrahmen für die Umsetzung dieser Maßnahme hängt allerdings u.a. von der weiteren Entwicklung an den Börsen ab.

### **RWE gibt Mehrheit an Amprion ab**

Ein Konsortium von Finanzinvestoren aus der Versicherungswirtschaft und von Versorgungswerken wird 74,9% an unserem deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion übernehmen. Dies wurde Mitte Juli vertraglich vereinbart. Das Konsortium steht unter der Führung von Commerz Real AG, einer Tochter der Commerz-

bank AG. Ihm gehören Gesellschaften der Munich Re, ERGO, Swiss Life und Talanx sowie die Ärzteversorgung Westfalen-Lippe an. RWE und Commerz Real werden zunächst ebenfalls an dem Konsortium beteiligt sein; diese Anteile sollen aber kurzfristig an weitere Investoren veräußert werden. Dem Verkaufspreis für Amprion liegt eine Bewertung des gesamten Unternehmens mit rund 1,3 Mrd. € inkl. Nettoschulden von 370 Mio. € zugrunde (Stichtag: 1. Januar 2011). Dies entspricht etwa dem von der Regulierungsbehörde anerkannten Vermögen der Gesellschaft und dem Achtfachen des nachhaltigen EBITDA. Die Transaktion muss noch von der zuständigen Kartellbehörde genehmigt werden. Sie bringt uns Entlastungen bei der Nettoverschuldung und den Investitionen. Amprion plant, in den kommenden zehn Jahren mehr als 3 Mrd. € für den Erhalt und den Ausbau der Netzinfrastruktur einzusetzen. Mit dem Investorenkonsortium haben wir dafür einen zuverlässigen und kapitalstarken Partner gewonnen.

#### **RWE und Gazprom streben strategische Partnerschaft in der Stromerzeugung an**

Gazprom-Chef Alexey Miller und der RWE-Vorstandsvorsitzende Jürgen Großmann haben Mitte Juli eine Absichtserklärung für eine strategische Partnerschaft in der europäischen Kraftwerkswirtschaft unterzeichnet. Auf der Basis dieser Absichtserklärung (Memorandum of Understanding) soll darüber verhandelt werden, wie bestehende oder neue Steinkohle- und Gaskraftwerkskapazitäten in Deutschland, Großbritannien und den Beneluxländern in ein Gemeinschaftsunternehmen eingebracht werden können. Vorgesehen ist, dass Gazprom drei Monate lang exklusiv mit uns über die Umsetzung solcher Energieprojekte verhandelt. Das Memorandum geht auch auf unsere langfristigen Bezugsverträge mit dem russischen Gaskonzern ein, die derzeit Gegenstand von Revisionsverhandlungen sind. RWE und Gazprom bekräftigen, dass sie ein für beide Seiten befriedigendes Ergebnis erzielen wollen.

#### **RWE und Delta einigen sich über Beteiligung am niederländischen Kraftwerksbetreiber EPZ**

Anfang Juli haben wir mit den ehemaligen Gesellschaftern von Essent und mit dem Energieversorger Delta N.V. eine Einigung über unsere Beteiligung am niederländischen Stromerzeuger EPZ erzielt. EPZ betreibt das Kernkraftwerk Borssele mit einer Leistung von 485 MW, ein Steinkohlekraftwerk mit 406 MW und in geringem Umfang auch Windkraftanlagen. RWE wird künftig mit 30% an der Gesellschaft beteiligt sein und kann in entsprechendem Umfang den von EPZ produzierten Strom selbst vermarkten. Ursprünglich hatten wir mit den ehemaligen Gesellschaftern von Essent den Erwerb von 50% vereinbart; dies entspricht dem Anteil, den Essent vor der Übernahme durch RWE an EPZ gehalten hat. Delta N.V. wird seine Beteiligung an EPZ von 50% auf 70% aufstocken. Mit der Einigung endet ein seit der Essent-Akquisition anhängiger Rechtsstreit. Die neue Beteiligungsstruktur muss u.a. noch von der zuständigen Kartellbehörde genehmigt werden.

#### **Milliardenvertrag mit der Bahn über Strom aus Wasserkraft**

RWE wird die Deutsche Bahn 15 Jahre lang mit Strom aus Wasserkraft beliefern. Dies wurde Ende Juli vertraglich vereinbart. Das Vertragsvolumen beläuft sich auf über 1 Mrd. €. Wir werden der Bahn ab 2014 jährlich 0,9 Mrd. Kilowattstunden (kWh) bereitstellen. Diese Menge reicht aus, um ein Drittel der im Fernverkehr eingesetzten ICE- und IC-Züge zu betreiben. Über zertifizierte Herkunftsnachweise garantieren wir, dass in Höhe der physischen Stromlieferungen an die Deutsche Bahn Erzeugung aus Wasserkraftwerken der RWE Innogy ins Netz eingespeist wird.

## ANMERKUNGEN ZUR BERICHTSWEISE

### Erläuterungen zur Segmentstruktur

Mit Wirkung zum 1. Januar 2011 sind einige Reorganisationsmaßnahmen in Kraft getreten, die wir im Geschäftsbericht 2010 auf Seite 69 erläutert haben. Die Segmentstruktur des Konzerns blieb aber unverändert. Damit ergibt sich weiterhin eine Aufgliederung in die folgenden sieben Unternehmensbereiche:

- **Deutschland:** Der Bereich besteht aus den Geschäftsfeldern Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze. Das erstgenannte Geschäftsfeld enthält die Aktivitäten der RWE Power. Zum Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze zählt die RWE Deutschland (vormals: RWE Rheinland Westfalen Netz). Über sie werden die RWE Vertrieb (inkl. eprimo, RWE Energiedienstleistungen und RWE Aqua), die RWE Effizienz, die bisherigen Beteiligungen der RWE Rheinland Westfalen Netz (inkl. RWE Gasspeicher) und unsere deutschen Regionalgesellschaften gesteuert. Letztere betreiben über das Netz- und Endkundengeschäft hinaus in geringem Umfang auch eigene Stromerzeugungsanlagen. Zum Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze gehören auch einige ausländische Aktivitäten: unsere Minderheitsbeteiligungen an der österreichischen KELAG und der luxemburgischen ENOVOS sowie unser Wassergeschäft in Zagreb (Kroatien), das bei RWE Aqua angesiedelt ist.
- **Niederlande/Belgien:** Hier berichten wir über die zum 30. September 2009 erworbene Essent inklusive der darin eingegliederten RWE Energy Nederland. Einige Essent-Aktivitäten wurden mittlerweile anderen Unternehmensbereichen zugeordnet. So weisen wir den Energiehandel des Unternehmens seit 1. Januar 2010 bei Trading/Gas Midstream aus und seit 1. Januar 2011 auch Teile des Gas-Midstream-Geschäfts. Die Windstromerzeugung gehört seit 1. Januar 2010 zum Bereich Erneuerbare Energien und das deutsche Gasspeichergeschäft seit 1. April 2010 zum Bereich Deutschland.
- **Großbritannien:** Das Segment umfasst RWE npower, d.h. unserritisches Erzeugungs- und Vertriebsgeschäft mit Ausnahme der von RWE Innogy verantworteten Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.
- **Zentralost-/Südosteuropa:** In diesem Segment sind unsere Aktivitäten in Tschechien, Ungarn, Polen, der Slowakei und der Türkei gebündelt. In Tschechien konzentrieren wir uns auf den Vertrieb, die Verteilung, den überregionalen Transport, den Transit und die Speicherung von Gas. Seit 2010 vermarkten wir dort auch Strom. In Ungarn decken wir die gesamte Wertschöpfungskette im Stromgeschäft ab, von der Produktion über den Verteilnetzbetrieb bis zum Vertrieb, und sind über Minderheitsbeteiligungen in der Gas- und Wasserversorgung tätig. Unsere polnischen Aktivitäten umfassen die Verteilung und den Vertrieb von Strom. In der Slowakei sind wir über unsere Minderheitsbeteiligung an VSE im Stromnetz- und im Stromendkundengeschäft aktiv sowie über RWE Gas Slovensko im Gasvertrieb. In der Türkei errichten wir gemeinsam mit einem Partner ein Gaskraftwerk. Die Gesellschaften des Unternehmensbereichs Zentralost-/Südosteuropa werden seit 2011 von der neu gegründeten RWE East mit Sitz in Prag geführt. Eine Ausnahme bildet die NET4GAS, die unser Gasfernleitungsgeschäft in Tschechien betreibt: Sie ist aufgrund regulatorischer Vorgaben direkt dem Ressort des Vorstandsvorsitzenden der RWE AG zugeordnet. In unserer Berichterstattung ist NET4GAS aber nach wie vor Teil des Bereichs Zentralost-/Südosteuropa.

- Erneuerbare Energien: Der Bereich umfasst alle Aktivitäten der auf Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen spezialisierten RWE Innogy.
- Upstream Gas & Öl: Dieses Segment beinhaltet das Geschäft der RWE Dea. Das Unternehmen fördert Gas und Öl. Regionale Schwerpunkte sind Europa und Nordafrika.
- Trading/Gas Midstream: Hier berichten wir über RWE Supply & Trading, die unseren Energiehandel und nahezu das gesamte Gas-Midstream-Geschäft verantwortet. Außerdem beliefert der Bereich große deutsche Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas. Teile des Key-Account-Geschäfts wurden allerdings zum 1. Januar 2011 an RWE Deutschland abgegeben.

Unter der Position „Sonstige, Konsolidierung“ sind die Konzernholding RWE AG, unsere internen Dienstleister RWE Service, RWE IT und RWE Consulting sowie RWE Technology erfasst. Auch den Stromtransportnetz-Betreiber Amprion, dessen Mehrheitsbesitz demnächst auf ein Finanzkonsortium übergeht, weisen wir hier aus. Der zum 28. Februar 2011 veräußerte Ferngasnetz-Betreiber Thyssengas ist noch mit den Zahlen für Januar und Februar berücksichtigt.

#### **Vollkonsolidierung des niederrheinischen Versorgers NVV**

Anfang des Jahres übernahm RWE Deutschland per Vertrag die unternehmerische Kontrolle der NVV AG. Die NVV mit Sitz in Mönchengladbach ist einer der führenden Versorger in der Region Niederrhein. Bislang war sie assoziiertes Unternehmen der RWE Deutschland und wurde nach der Equity-Methode bilanziert. Mit Wirkung zum 1. Januar 2011 beziehen wir sie und ihre Mehrheitsbeteiligungen (u.a. Niederrheinwerke Viersen, NEW Netz, Stadtwerke Tönisvorst) nun als vollkonsolidierte Gesellschaften in den Konzernabschluss ein.

## GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Stromaufkommen der Unternehmensbereiche Januar – Juni	Deutschland		Niederlande/ Belgien		Großbritannien		Zentralost-/Süd- osteuroopa		Erneuerbare Energien		RWE-Konzern	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
in Mrd. kWh												
Eigenerzeugung	77,6 <sup>1</sup>	83,2 <sup>1</sup>	5,9	7,6	14,8	15,5	2,9	2,8	3,1	3,0	104,3	112,1
Braunkohle	33,3	32,9	-	-	-	-	2,8	2,7	-	-	36,1	35,6
Steinkohle	17,3	19,9	2,6	3,1	3,9	4,9	-	-	-	0,1	23,8	28,0
Kernenergie	19,1	22,6	-	-	-	-	-	-	-	-	19,1	22,6
Gas	6,4	6,2	2,4	3,5	10,9	10,6	0,1	0,1	0,1	0,1	19,9	20,5
Erneuerbare Energien	0,6	0,7	0,9	0,9	-	-	-	-	3,0	2,8	4,5	4,4
Pumpwasser, Öl, Sonstige	0,9	0,9	-	0,1	-	-	-	-	-	-	0,9	1,0
Konzernexterner Strombezug	16,0	13,9	5,4 <sup>2</sup>	3,6 <sup>2</sup>	11,4 <sup>2</sup>	11,4 <sup>2</sup>	9,6 <sup>2</sup>	10,2 <sup>2</sup>	-	-	59,1 <sup>3</sup>	52,6 <sup>3</sup>
<b>Gesamt</b>	<b>93,6</b>	<b>97,1</b>	<b>11,3</b>	<b>11,2</b>	<b>26,2</b>	<b>26,9</b>	<b>12,5</b>	<b>13,0</b>	<b>3,1</b>	<b>3,0</b>	<b>163,4</b>	<b>164,7</b>

1 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Im ersten Halbjahr 2011 waren dies 11,2 Mrd. kWh, davon 10,5 Mrd. kWh aus Steinkohle.

2 Die ausgewiesenen Strommengen wurden ganz oder teilweise über unser Handelsgeschäft bezogen.

3 Inkl. Bezugsmengen von RWE Supply & Trading und von Gesellschaften, die wir unter „Sonstige, Konsolidierung“ erfassen (im Wesentlichen Amprion)

### Stromerzeugung um 7% rückläufig

Im ersten Halbjahr 2011 hat der RWE-Konzern 104,3 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom produziert, 7% weniger als im Vergleichszeitraum 2010. Davon entfielen 35% auf den Energieträger Braunkohle, 23% auf Steinkohle, 19% auf Gas und 18% auf Kernenergie; der Anteil der erneuerbaren Energien betrug 4%. Eigenerzeugung und Fremdbezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 163,4 Mrd. kWh. Gegenüber 2010 ergab sich hier keine wesentliche Veränderung.

- Deutschland: Der Unternehmensbereich Deutschland produzierte 77,6 Mrd. kWh Strom. Darin eingeschlossen ist auch die Erzeugung von Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge verfügen können. Zum großen Teil handelt es sich dabei um Steinkohleblöcke. Gegenüber dem ersten Halbjahr 2010 hat sich die Stromproduktion des Unternehmensbereichs Deutschland um 7% verringert. Hauptgrund war der mit dem Kernenergiemoratorium der Bundesregierung Mitte März verhängte Betriebsstopp für unser Kernkraftwerk Biblis. Stark gesunken ist auch die Erzeugung unserer Steinkohlekraftwerke, weil sich die Marktbedingungen für diese Anlagen verschlechtert haben.
- Niederlande/Belgien: Die Stromproduktion von Essent sank um 22% auf 5,9 Mrd. kWh. Wegen ungünstiger Marktbedingungen wurden besonders unsere niederländischen Gaskraftwerke wesentlich weniger eingesetzt als 2010. Darüber hinaus haben wir im April einen Block des Steinkohlekraftwerks Amer für eine planmäßige Revision vom Netz genommen.

- Großbritannien: RWE npower steuerte 14,8 Mrd. kWh zur Stromproduktion bei und damit 5 % weniger als im Vorjahreszeitraum. Seit März stehen unsere drei Steinkohleblöcke in Tilbury still, da wir sie zu Biomasseanlagen umrüsten. Positiv wirkte sich die Inbetriebnahme unseres neuen Gaskraftwerks in Staythorpe aus. Die Anlage mit einer Netto-Gesamtleistung von 1.650 MW hat in der zweiten Jahreshälfte 2010 die Stromproduktion aufgenommen. Allerdings gingen zwei der vier Blöcke im April 2011 wieder vom Netz, weil ihre Transformatoren vom Hersteller ausgetauscht werden müssen.
- Zentralost-/Südosteuropa: Die hier erzeugten Mengen lagen mit 2,9 Mrd. kWh knapp über Vorjahr. Sie stammen vom ungarischen Braunkohleverstromer Mátra.
- Erneuerbare Energien: Der Unternehmensbereich erzeugte 3,1 Mrd. kWh Strom, der fast ausschließlich aus regenerativen Quellen stammte. Gegenüber 2010 konnten wir leicht zulegen, vor allem wegen des Ausbaus unserer Windkraftkapazität. So haben wir im Laufe des Vorjahres zwei Onshore-Windparks in Polen mit zusammen 67 MW Nettoleistung und zwei in Italien mit 51 MW in Betrieb genommen. Außerdem sind bereits die ersten Turbinen von Greater Gabbard am Netz; der britische Offshore-Windpark, an dem wir mit 50 % beteiligt sind, soll bei seiner Fertigstellung 2012 über eine Gesamtleistung von 504 MW verfügen. Die Auslastung unserer Windkraftanlagen blieb im ersten Halbjahr wetterbedingt hinter den Erwartungen zurück, war aber insgesamt besser als 2010. Verringert hat sich dagegen die Stromerzeugung unserer deutschen Laufwasserkraftwerke, weil die Niederschlagsmengen im Frühjahr außergewöhnlich niedrig waren und die Flüsse deshalb weniger Wasser führten.

Zusätzlich zur Eigenerzeugung beziehen wir Strom von konzernexternen Anbietern. Diese Mengen summierten sich auf 59,1 Mrd. kWh und waren damit um 12 % höher als 2010. Hier spiegelt sich die rückläufige Eigenerzeugung wider. In den Bezügen enthalten ist auch Strom, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz von Dritten in das RWE-Netz eingespeist wurde.

#### **RWE Dea: Ölförderung um 12 % gesteigert – Gasproduktion um 9 % rückläufig**

Unsere Upstream-Gesellschaft RWE Dea förderte im Berichtszeitraum 1.418 Mio. m<sup>3</sup> Gas und 1.278 Tsd. m<sup>3</sup> Öl. Rechnet man die Gasmengen in Öläquivalente um und addiert sie zur Rohölproduktion, ergibt sich eine Gesamtförderung von 2.651 Tsd. m<sup>3</sup> (16,7 Mio. Barrel). Im ersten Halbjahr 2010 waren es 2.640 Tsd. m<sup>3</sup> (16,6 Mio. Barrel) gewesen. Beim Erdgas sank die Produktion um 9 %. Ausschlaggebend dafür ist die zunehmende Ausschöpfung bestehender Reserven in unseren britischen Konzessionsgebieten. Den Rückgang konnten wir allerdings durch eine neue Bohrung im Gasfeld Cavendish begrenzen. Zudem fördern wir seit November 2010 Öl und Gas aus dem norwegischen Feld Gjøa. Dies ist auch einer der Gründe, warum unsere Rohölmengen um 12 % über dem Vorjahresniveau lagen. Deren Anstieg lässt sich ferner darauf zurückführen, dass wir im deutschen Nordseefeld Mittelplate eine zusätzliche Produktionsbohrung in Betrieb genommen haben. Daneben konnten wir durch technische Anpassungen die Förderausbeute in unserer dänischen Konzession Nini East verbessern.

Außenabsatz Strom Januar – Juni	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Stromhandel		Gesamt	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
in Mrd. kWh										
Deutschland	13,4	14,0	16,0	14,2	28,1	29,0	-	-	57,5	57,2
Niederlande/Belgien <sup>1</sup>	5,5	5,6	5,5	5,3	-	-	-	-	11,0	10,9
Großbritannien	9,0	9,9	16,1	15,6	-	-	-	-	25,1	25,5
Zentralost-/Südosteuropa	4,2	4,0	4,9	5,1	2,8	3,0	-	-	11,9	12,1
Trading/Gas Midstream <sup>1</sup>	-	-	15,2	16,0	-	-	11,8	14,4	27,0	30,4
<b>RWE-Konzern<sup>1,2</sup></b>	<b>32,3</b>	<b>33,7</b>	<b>57,9</b>	<b>56,2</b>	<b>52,0</b>	<b>51,0</b>	<b>11,8</b>	<b>14,4</b>	<b>154,0</b>	<b>155,3</b>

1 Angepasste Vorjahreswerte

2 Inkl. Absatz des Unternehmensbereichs Erneuerbare Energien und von Gesellschaften, die unter „Sonstige, Konsolidierung“ erfasst sind (im Wesentlichen Amprion)

### Stromabsatz knapp unter Vorjahr

Im ersten Halbjahr 2011 haben wir 154,0 Mrd. kWh Strom an konzernexterne Kunden geliefert und damit fast so viel wie im Vorjahreszeitraum. Der Stromabsatz liegt typischerweise etwas unter dem Stromaufkommen. Ausschlaggebend dafür sind Netzverluste sowie der Eigenverbrauch bei der Braunkohleförderung und in Pumpspeicherkraftwerken.

- Deutschland: Der Unternehmensbereich setzte 57,5 Mrd. kWh ab. Das ist geringfügig mehr als 2010. Ohne den Effekt aus der Vollkonsolidierung von NVV (siehe Seite 17) hätten wir einen leichten Rückgang verzeichnet. Im Vertrieb an Industrie- und Geschäftskunden führte die Übernahme von Teilen des Key-Account-Geschäfts der RWE Supply & Trading zu Mehrabsatz. Daneben profitierten wir von der robusten Konjunktur und konnten neue Kunden akquirieren. Beide Faktoren schlugen sich auch im Geschäft mit Weiterverteilern positiv nieder. Gestiegen sind hier außerdem die EEG-Strommengen, die wir an externe Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet haben. Trotzdem war das Liefervolumen an Weiterverteiler rückläufig, weil bestimmte Strommengen nicht mehr bei RWE Power sondern im Außenabsatz anderer Konzernbereiche erfasst sind. Im Geschäft mit Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben führten die gegenüber 2010 milderen Temperaturen zu leichten Mengeneinbußen, denn Nutzer von Elektrospeicherheizungen benötigten weniger Strom. Zum 30. Juni 2011 versorgten wir in diesem Vertriebssegment 6.928 Tsd. Kunden mit Strom, davon 360 Tsd. über die NVV-Gruppe. Zum gleichen Zeitpunkt im Vorjahr waren es ohne NVV 6.772 Tsd. gewesen.
- Niederlande/Belgien: Essent erzielte einen gegenüber 2010 kaum veränderten Stromabsatz von 11,0 Mrd. kWh. Zum 30. Juni 2011 hatte das Unternehmen 2.164 Tsd. Privat- und Gewerbekunden in den Niederlanden und 160 Tsd. in Belgien. Das sind etwa so viele wie ein Jahr zuvor.
- Großbritannien: Die Stromlieferungen von RWE npower betragen 25,1 Mrd. kWh und waren damit um 2% niedriger als 2010. Das ist Folge der milderen Witterung, aber auch von Verbrauchseinsparungen durch Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz. Außerdem hat sich die Zahl der von uns belieferten Privathaushalte und kleinen Gewerbebetriebe um 72 Tsd. auf 3.843 Tsd. verringert. Demgegenüber konnten wir Industrie- und Geschäftskunden hinzugewinnen.

- Zentralost-/Südosteuropa: Der Stromabsatz des Bereichs lag mit 11,9 Mrd. kWh um ebenfalls 2 % unter Vorjahr. In Ungarn und Polen haben wir Industrie- und Geschäftskunden verloren. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben zeigte sich folgendes Bild: Zum 30. Juni versorgten wir in Ungarn 2.183 Tsd. Kunden mit Strom, was einem Rückgang um 20 Tsd. entspricht. Dagegen hat sich in Polen die Zahl der Privat- und Gewerbekunden um 9 Tsd. auf 909 Tsd. Kunden erhöht. Seit Frühjahr 2010 vermarkten wir auch in Tschechien Strom. Unsere Expansion in diesem Markt schlug sich positiv im Absatz nieder.
- Trading/Gas Midstream: Die externen Stromlieferungen gingen hier um 11 % auf 27,0 Mrd. kWh zurück. Gesunken ist vor allem der Absatz von konzerneigener Erzeugung am Großhandelsmarkt. Außerdem sind mit der Übertragung von Teilen des Key-Account-Geschäfts auf RWE Deutschland Mengen entfallen.

Außenabsatz Gas Januar – Juni	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteilern		Gesamt	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
in Mrd. kWh								
Deutschland	16,1	17,0	12,7	13,2	20,7	28,1	49,5	58,3
Niederlande/Belgien <sup>1</sup>	22,9	28,4	26,9	35,4	-	-	49,8	63,8
Großbritannien	21,9	27,7	1,3	2,7	-	-	23,2	30,4
Zentralost-/Südosteuropa	16,0	20,9	14,8	16,5	2,0	4,5	32,8	41,9
Upstream Gas & Öl	-	-	1,3	0,9	8,2	9,6	9,5	10,5
Trading/Gas Midstream	-	-	11,6	13,0	8,9 <sup>2</sup>	7,2	20,5	20,2
<b>RWE-Konzern<sup>1</sup></b>	<b>76,9</b>	<b>94,0</b>	<b>68,6</b>	<b>81,7</b>	<b>39,8</b>	<b>49,4</b>	<b>185,3</b>	<b>225,1</b>

1 Angepasste Vorjahreswerte

2 Inkl. Gashandel

### Milde Witterung dämpft Gasabsatz

Der Gasabsatz hat sich um 18% auf 185,3 Mrd. kWh verringert. Die gegenüber 2010 wesentlich mildere Witterung schlug sich in einem geringeren Heizwärmebedarf nieder. Auch wettbewerbsbedingte Kundenverluste trugen zum Mengenrückgang bei.

- Deutschland: Der Unternehmensbereich verkaufte 49,5 Mrd. kWh Gas. Trotz erstmaliger Einbeziehung des Absatzes der NVV-Gruppe blieben wir damit um 15% hinter dem Vorjahreswert zurück. Der Witterungseinfluss dämpfte den Absatz in allen Kundensegmenten. Besonders hohe Mengeneinbußen verzeichneten wir im Geschäft mit Weiterverteilern, von denen einige ihre Bezüge von RWE reduziert und sich verstärkt bei Wettbewerbern eingedeckt haben. Im Vertrieb an Industrie- und Geschäftskunden schlugen sich die robuste Konjunktur und die Übernahme von Teilen des Key-Account-Geschäfts der RWE Supply & Trading positiv nieder. Allerdings haben wir auch hier Kunden verloren. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben machte sich der negative Witterungseffekt besonders bemerkbar, während sich unsere Marktposition etwas verbesserte: In diesem Segment hatten wir zum 30. Juni 1.261 Tsd. Gaskunden. Das sind 182 Tsd. mehr als ein Jahr zuvor; davon sind 137 Tsd. durch die Einbeziehung von NVV hinzugekommen.

- Niederlande/Belgien: Auch bei Essent hinterließ die mildere Witterung deutliche Spuren im Gasabsatz, der sich um 22% auf 49,8 Mrd. kWh verringerte. Hinzu kam, dass einige Industrie- und Geschäftskunden den Anbieter wechselten. Geringfügig erhöht hat sich dagegen die Zahl der von uns versorgten Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe: In den Niederlanden ist sie um 1 Tsd. auf 1.936 Tsd. und in Belgien um 5 Tsd. auf 61 Tsd. angestiegen.
- Großbritannien: Die Gaslieferungen von RWE npower sanken um 24% auf 23,2 Mrd. kWh. Vor allem der Witterungseffekt, aber auch Energieeinsparungen gaben dafür den Ausschlag. RWE npower hat zudem einige Industrie- und Geschäftskunden verloren. Die Zahl der Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe, die wir mit Gas beliefern, lag Ende Juni mit 2.554 Tsd. etwa auf Vorjahreshöhe; davon bezogen 2.298 Tsd. Kunden auch Strom von uns.
- Zentralost-/Südosteuropa: Der Gasabsatz des Bereichs lag mit 32,8 Mrd. kWh um 22% unter Vorjahr. Auch hier spielte der niedrigere Heizwärmebedarf eine zentrale Rolle, aber mehr noch der zunehmende Wettbewerbsdruck in unserem Kernmarkt Tschechien. Dort haben wir Industrie- und Geschäftskunden verloren. Hinzu kam, dass ein von uns beliefertes Weiterverteiler seinen Gasbedarf verstärkt bei anderen Anbietern gedeckt hat. Die Zahl unserer tschechischen Privat- und Gewerbekunden ist um 240 Tsd. auf 2.017 Tsd. gesunken. Positiv wirkte der Ausbau unserer Marktposition in der Slowakei. Unsere Vertriebs Tochter RWE Gas Slovensko verkaufte im ersten Halbjahr 5,3 Mrd. kWh Gas und damit trotz des ungünstigen Witterungseinflusses mehr als im Vorjahreszeitraum (4,6 Mrd. kWh).
- Upstream Gas & Öl: RWE Dea setzte 9,5 Mrd. kWh Gas an konzernfremde Kunden ab. Der Vorjahreswert wurde damit um 10% unterschritten. Hierin spiegelt sich die rückläufige Gasförderung wider.
- Trading/Gas Midstream: Der Bereich verkaufte 20,5 Mrd. kWh Gas außerhalb des Konzerns und damit geringfügig mehr als im Vorjahreszeitraum. RWE Supply & Trading konzentriert sich auf die Gasbeschaffung für RWE-Gesellschaften und erzielt daher überwiegend Innenabsatz. Die externen Lieferungen sind dem Key-Account-Geschäft zuzuordnen; teilweise handelt es sich auch um überschüssige Bezugsmengen, die wir weiterverkaufen.

### **Außenumsatz auf Vorjahresniveau**

Der RWE-Konzern erwirtschaftete einen gegenüber 2010 nahezu unveränderten Außenumsatz von 27.457 Mio. €. Neben der Vollkonsolidierung der NVV-Gruppe brachten besonders die gestiegenen Ölnotierungen zusätzliche Erlöse. Dem standen Umsatzeinbußen beim Verkauf konzernerzeugter Stromerzeugung durch RWE Supply & Trading gegenüber. Wechselkursänderungen beeinflussten die Erlösentwicklung in unterschiedlicher Weise. Für das britische Pfund mussten im Berichtszeitraum durchschnittlich 1,14 € bezahlt werden; im ersten Halbjahr 2010 waren es 1,16 € gewesen. Auch der US-Dollar hat gegenüber dem Euro Wert eingebüßt: Er gab von 0,76 auf 0,70 € nach. Dagegen haben sich die tschechische Krone, der ungarische Forint und der polnische Zloty gegenüber dem Euro verteuert. Lässt man Konsolidierungs- und Wechselkurseinflüsse außer Betracht, war der Konzernumsatz um 2% rückläufig.

- Deutschland: Der Außenumsatz des Unternehmensbereichs lag mit 10.767 Mio. € um 8% über Vorjahr. Ohne den Effekt aus der Vollkonsolidierung von NVV ergäbe sich ein Plus von 3%. Die Stromerlöse stiegen um 12% auf 7.873 Mio. €. Positive Mengeneffekte (im Wesentlichen aus der Einbeziehung von NVV) spielten hier ebenso eine Rolle wie Preisanpassungen: Unsere deutschen Regionalversorger haben zu Jahresbeginn wegen gestiegener Aufwendungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Stromtarife angehoben. Die nach dem EEG zu leistende Abgabe beträgt mittlerweile 3,5 Cent je Kilowattstunde. Das sind 1,5 Cent mehr als 2010. Unsere Preiserhöhungen fielen allerdings geringer aus, da wir im Stromeinkauf Einsparungen erzielten und diese ebenfalls an unsere Kunden weitergegeben haben. Im Gasgeschäft ist der Umsatz trotz Einbeziehung der NVV-Gruppe um 8% auf 2.003 Mio. € gesunken. Den Ausschlag gaben die erläuterten Absatzeinbußen.
- Niederlande/Belgien: Der Bereich setzte 3.253 Mio. € um und damit 7% weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Stromerlöse stiegen um 8% auf 1.160 Mio. €. Dazu trug der leicht verbesserte Absatz bei. Dagegen hat sich der Gasumsatz mengenbedingt um 14% auf 1.982 Mio. € verringert.
- Großbritannien: Bei RWE npower ging der Außenumsatz um 4% auf 3.846 Mio. € zurück. Rechnet man Wechselkurseffekte heraus, ist er um 2% gesunken. Die Stromerlöse betragen 2.673 Mio. €. Sie haben sich trotz etwas verringerter Verkaufsmengen um 1% und auf Pfund-Basis um 3% erhöht. Hintergrund ist, dass RWE npower angesichts steigender Beschaffungskosten die Preise anpasste. Seine Privatkundentarife hat das Unternehmen zum 4. Januar 2011 um durchschnittlich 5,1% angehoben, und zwar sowohl im Strom- als auch im Gasvertrieb. Der Gasumsatz von RWE npower belief sich auf 901 Mio. €. Trotz der Tarifierhebung lag er damit um 20% unter Vorjahr, wechselkursbereinigt um 19%. Hierin spiegelt sich der rückläufige Absatz wider. Hinzu kam, dass der Tarifierhöhung Anfang 2011 eine Senkung um 7% zum 26. März 2010 vorgegangen war. Im ersten Quartal 2011 war das Gaspreisniveau damit sogar etwas niedriger als im gleichen Zeitraum des Vorjahres.
- Zentralost-/Südosteuropa: Die konzernexternen Erlöse des Bereichs lagen mit 2.633 Mio. € um 3% unter Vorjahr. Ohne Wechselkurseinflüsse sind sie um 7% gesunken. Die Stromerlöse beliefen sich auf 1.264 Mio. €. Sie lagen damit etwas oberhalb des Vorjahreswerts, auf währungsbereinigter Basis dagegen knapp darunter. Im Gasgeschäft haben sich die Erlöse um 8% auf 1.315 Mio. € verringert. Rechnet man den Wechselkurseinfluss heraus, ergibt sich ein Minus von 12%, das im Wesentlichen auf witterungs- und wettbewerbsbedingte Absatzeinbußen in Tschechien zurückzuführen ist.
- Erneuerbare Energien: RWE Innogy legte beim Außenumsatz um 27% auf 224 Mio. € zu. Hier kam die höhere Erzeugung zum Tragen. Daneben profitierten wir vom gestiegenen Preisniveau an den Strom-Großhandelsmärkten; dies betraf im Wesentlichen unsere Laufwasserkraftwerke in Deutschland und unsere Windkraftanlagen in Spanien. Mehrerlöse erzielten wir auch mit deutschen Anlagen, deren Strom wir direkt vermarkten und die deshalb aus der EEG-Förderung herausgenommen wurden. Dies betrifft hauptsächlich Biomasse- und Wasserkraftwerke. Außer Strom verkaufen wir dabei auch Herkunftsnachweise, mit denen unsere Abnehmer belegen können, dass der von ihnen vertriebene Strom aus regenerativen Quellen stammt.

- **Upstream Gas & Öl:** RWE Dea steigerte den Außenumsatz um 30 % auf 886 Mio. €. Das Unternehmen setzte seine Rohöl- und Gasproduktion zu wesentlich höheren Preisen ab als im Vorjahr. Hinzu kamen positive Effekte aus der gestiegenen Ölförderung, während der Rückgang der Gasförderung und die Abwertung des US-Dollars gegenüber dem Euro den Erlösanstieg bremsen.
- **Trading/Gas Midstream:** Der Außenumsatz von RWE Supply & Trading verringerte sich um 11 % auf 3.515 Mio. €. Stark gesunken sind die Erlöse, die bei der Vermarktung von konzerneigener Stromerzeugung erzielt wurden. Neben dem Absatzrückgang trug dazu die seit 2008 beobachtete Preisentwicklung an den Großhandelsmärkten bei, denn der Strom für 2011 wurde größtenteils bereits in Vorjahren auf Termin verkauft. Mehrerlöse resultierten dagegen aus der Marktbewertung von Ölterminkontrakten, die wir abgeschlossen haben, um Risiken aus unseren langfristigen ölindezierten Gasbezugsverträgen zu begrenzen.

<b>Außenumsatz</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	10.767	10.000	7,7	19.528
Stromerzeugung	558	502	11,2	1.072
Vertrieb/Verteilnetze	10.209	9.498	7,5	18.456
Niederlande/Belgien	3.253	3.485	-6,7	6.510
Großbritannien	3.846	3.998	-3,8	7.759
Zentralost-/Südosteuropa	2.633	2.727	-3,4	5.297
Erneuerbare Energien	224	177	26,6	366
Upstream Gas & Öl	886	680	30,3	1.353
Trading/Gas Midstream	3.515	3.942	-10,8	7.517
Sonstige, Konsolidierung	2.333	2.345	-0,5	4.990
<b>RWE-Konzern</b>	<b>27.457</b>	<b>27.354</b>	<b>0,4</b>	<b>53.320</b>
Davon:				
Stromerlöse	17.398	17.298	0,6	34.803
Direkte Stromsteuer	765	695	10,1	1.323
Gaserlöse	7.418	8.155	-9,0	14.491
Ölerlöse	1.093	415	163,4	1.049

<b>Innenumsatz</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	6.767	7.336	-7,8	14.804
Stromerzeugung	4.659	5.250	-11,3	10.378
Vertrieb/Verteilnetze	2.108	2.086	1,1	4.426
Niederlande/Belgien	23	263	-91,3	551
Großbritannien	5	5	-	11
Zentralost-/Südosteuropa	271	243	11,5	474
Erneuerbare Energien	111	99	12,1	203
Upstream Gas & Öl	100	63	58,7	134
Trading/Gas Midstream	10.934	11.321	-3,4	21.466

<b>Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum EBITDA</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit <sup>1</sup>	2.794	3.738	-25,3	6.507
+ Betriebliches Beteiligungsergebnis	353	209	68,9	345
+ Neutrales Beteiligungsergebnis	-16	-	-	62
- Neutrales Ergebnis	210	1.009	-79,2	767
Betriebliches Ergebnis	3.341	4.956	-32,6	7.681
+ Betriebliche Abschreibungen	1.281	1.194	7,3	2.575
<b>EBITDA</b>	<b>4.622</b>	<b>6.150</b>	<b>-24,8</b>	<b>10.256</b>

1 Siehe Gewinn- und Verlustrechnung auf Seite 44

<b>EBITDA</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	2.807	3.746	-25,1	6.728
Stromerzeugung	1.544	2.478	-37,7	4.510
Vertrieb/Verteilnetze	1.263	1.268	-0,4	2.218
Niederlande/Belgien	291	467	-37,7	660
Großbritannien	457	255	79,2	504
Zentralost-/Südosteuropa	817	846	-3,4	1.440
Erneuerbare Energien	166	95	74,7	211
Upstream Gas & Öl	497	345	44,1	619
Trading/Gas Midstream	-591	281	-310,3	-7
Sonstige, Konsolidierung	178	115	54,8	101
<b>RWE-Konzern</b>	<b>4.622</b>	<b>6.150</b>	<b>-24,8</b>	<b>10.256</b>

<b>Betriebliches Ergebnis</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	2.211	3.214	-31,2	5.575
Stromerzeugung	1.268	2.229	-43,1	4.000
Vertrieb/Verteilnetze	943	985	-4,3	1.575
Niederlande/Belgien	187	345	-45,8	391
Großbritannien	352	154	128,6	272
Zentralost-/Südosteuropa	691	722	-4,3	1.173
Erneuerbare Energien	89	26	242,3	72
Upstream Gas & Öl	334	192	74,0	305
Trading/Gas Midstream	-598	278	-315,1	-21
Sonstige, Konsolidierung	75	25	200,0	-86
<b>RWE-Konzern</b>	<b>3.341</b>	<b>4.956</b>	<b>-32,6</b>	<b>7.681</b>

### **Operatives Ergebnis spiegelt Belastungen aus der deutschen Energiepolitik wider**

Die Ertragslage des RWE-Konzerns hat sich gegenüber dem ersten Halbjahr 2010 erheblich verschlechtert. Das EBITDA ging um 25 % auf 4.622 Mio. € zurück, das betriebliche Ergebnis um 33 % auf 3.341 Mio. €. Wesentlich dazu beigetragen hat die Laufzeitverkürzung für unsere deutschen Kernkraftwerke; gemeinsam mit der neuen Kernbrennstoffsteuer minderte sie das betriebliche Ergebnis gegenüber 2010 um rund 900 Mio. €. Auch gesunkene Stromerzeugungsmargen und eine außergewöhnlich schwache Performance im Handelsgeschäft führten zu erheblichen Ertragseinbußen. Ohne Konsolidierungs- und Wechselkurseffekte hätte sich das EBITDA um 27 % und das betriebliche Ergebnis um 35 % verringert.

- Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs lag mit 2.211 Mio. € um 31 % unter Vorjahr. In den beiden Geschäftsfeldern Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze zeigten sich folgende Entwicklungen:

**Stromerzeugung:** Hier ist das betriebliche Ergebnis um 43 % auf 1.268 Mio. € gefallen. Maßgeblichen Anteil daran hatten die energiepolitischen Beschlüsse nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima. Durch das im März verfügte Kernenergiemoratorium der Bundesregierung, das einen zunächst auf drei Monate befristeten Betriebsstopp für Biblis A und B vorsah, hatten wir erhebliche Margeneinbußen. Hinzu kommen die Belastungen aus der Atomgesetz-Novelle: Unsere Blöcke Biblis A und B dürfen nicht wieder angefahren werden. Die übrigen RWE-Blöcke müssen spätestens Ende 2017 (Gundremmingen B), Ende 2021 (Gundremmingen C) und Ende 2022 (Emsland) vom Netz. Der vorgezogene Kernenergieausstieg macht eine Anhebung der Rückstellungen für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen erforderlich. Außerdem mussten wir Brennelemente aus dem Kraftwerk Biblis abschreiben, da wir sie voraussichtlich nicht mehr nutzen können. Die erstmals erhobene Steuer auf Kernbrennstoffe mindert unser Ergebnis zusätzlich um ca. 200 Mio. €. Neben der Energiepolitik führten auch ungünstige Entwicklungen an den Commodity-Märkten zu Belastungen. So haben wir unsere Stromproduktion für 2011 zu niedrigeren Preisen abgesetzt als die für 2010. Hinzu kam, dass sich unsere Steinkohlebezüge verteuerten. Wir verkaufen unsere Erzeugung grundsätzlich bis zu drei Jahre vor Lieferung des Stroms und decken uns zeitgleich mit den benötigten Brennstoffen und Emissionsrechten ein. Entlastungen hatten wir bei der Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten: Hier verringerte sich der Aufwand um 56 Mio. € auf 302 Mio. €. Positive Effekte ergaben sich auch aus Anpassungen bei den Kernenergie- und Bergbaurückstellungen, die der laufzeitbedingten Anhebung entgegenwirken.

**Vertrieb/Verteilnetze:** Das betriebliche Ergebnis dieses Geschäftsfeldes war mit 943 Mio. € um 4 % niedriger als 2010. Ohne den Effekt aus der Vollkonsolidierung von NVV ergäbe sich ein Minus von 13 %. Im Netzgeschäft sind die Durchleitungsmengen und damit die Entgelte witterungsbedingt gesunken, vor allem beim Gas. Außerdem hatten wir höhere Instandhaltungsaufwendungen. Verringert haben sich dagegen die Ergebnisbelastungen aus der sogenannten Mehrerlösabschöpfung. Zum Hintergrund: Nach Auffassung der Bundesnetzagentur haben die Netzbetreiber in der Anfangsphase der Regulierung (2005 bis 2007) zu hohe Erlöse vereinnahmt; diese müssen sie seit 2010 durch Abschläge auf die Netzentgelte ausgleichen. Die Ertragslage in unserem deutschen Vertriebsgeschäft war etwas schwächer als im Vorjahreszeitraum. Dabei kam der rückläufige Gasabsatz zum Tragen. Ein Plus verzeichneten wir beim Beteiligungsergebnis.

- Niederlande/Belgien: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs lag mit 187 Mio. € um 46 % unter dem Vorjahresniveau. Wie bereits dargestellt, weisen wir seit 2011 Teile des Gas-Midstream-Geschäfts von Essent bei RWE Supply & Trading aus. Der Ergebnisbeitrag dieser Aktivitäten war im Vorjahr u.a. witterungsbedingt außergewöhnlich hoch ausgefallen. Dass sich die Ertragslage von Essent verschlechterte, ist auch auf Margenrückgänge in der Stromerzeugung zurückzuführen. Dem standen positive Effekte aus Kostensenkungen und höheren Vertriebsmargen gegenüber.
- Großbritannien: Bei RWE npower hat sich das betriebliche Ergebnis auf 352 Mio. € mehr als verdoppelt. Zuzuordnen ist das hauptsächlich dem Vertrieb. Hier erholten sich die Margen, die wir mit Großkunden erwirtschaften. Die Anhebung der Privatkundentarife Anfang Januar brachte zusätzliche Entlastungen. Sie hilft uns, gestiegene Preise im Strom- und Gaseinkauf abzufedern. Darüber hinaus konnten wir unsere Vertriebskosten senken, beispielsweise durch Minderung der Forderungsausfälle. In der Erzeugungssparte kam uns zugute, dass ein Zulieferer Schadenersatz für Verspätungen bei Investitionsprojekten leistete und sich die Margen unserer Steinkohlekraftwerke leicht verbesserten. RWE npower profitierte außerdem davon, dass Altforderungen gegenüber dem Ende 2001 in Insolvenz gegangenen Energiehändler Enron jetzt teilweise beglichen worden sind. Die Ergebnisentwicklung der ersten sechs Monate darf allerdings nicht auf das Gesamtjahr hochgerechnet werden. Wir gehen davon aus, dass sich die realisierten Erzeugungsmargen im Jahresverlauf verschlechtern. Im Vertriebsgeschäft müssen wir uns zudem auf Belastungen durch weiter steigende Einkaufspreise für Strom und Gas einstellen.
- Zentralost-/Südosteuropa: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs hat sich um 4 % auf 691 Mio. € verringert. Ohne Wechselkurseffekte ergibt sich ein Minus von 8%. In Ungarn senkte der Regulierer die erlaubten Margen im Stromvertrieb an Privathaushalte. Negativ wirkte auch, dass die Regierung des Landes eine Sondersteuer für Energieversorger und Unternehmen weiterer Branchen eingeführt hat. Im tschechischen Gasgeschäft belasteten Absatzeinbußen das Vertriebsergebnis und gesunkene Durchleitungsmengen die Margen im Verteilnetz, während NET4GAS, der Betreiber unseres Ferngasnetzes, von Mehrerlösen profitierte.
- Erneuerbare Energien: Höhere Erzeugungsmengen und das zuletzt gestiegene Strompreisniveau trugen dazu bei, dass der Bereich um 63 Mio. € auf 89 Mio. € zulegen konnte. Ähnlich wie bei RWE npower gab es einen positiven Sondereffekt aus Schadenersatzleistungen. Gewährt wurden sie uns für Verspätungen beim Bau des Offshore-Windparks Greater Gabbard, an dem RWE Innogy mit 50 % beteiligt ist. Allerdings resultieren aus der Wachstumsstrategie von RWE Innogy weiterhin hohe Belastungen, denn die laufenden und geplanten Investitionsprojekte sind mit erheblichen Vorlaufkosten verbunden.
- Upstream Gas & Öl: RWE Dea konnte das Ergebnis um 74 % auf 334 Mio. € steigern. Basis dafür waren höhere realisierte Öl- und Gaspreise sowie die gestiegene Ölförderung. Da wir in einigen Konzessionen die Erkundung von Vorkommen abgeschlossen und mit der Vorbereitung der Fördertätigkeit begonnen haben, sank der Explorationsaufwand. Negative Ergebniseffekte resultierten aus dem schwächeren US-Dollar, einer Anhebung des Abgabensatzes auf unsere deutsche Gasförderung und gestiegenen Produktionskosten.

- Trading/Gas Midstream: RWE Supply & Trading schloss mit einem betrieblichen Verlust von 598 Mio. € ab, nachdem im Vorjahreszeitraum noch ein Gewinn von 278 Mio. € erwirtschaftet worden war. Unsere Performance im Handelsgeschäft war ungewöhnlich schwach. Hinzu kam, dass wir in geringerem Maße als 2010 von der Realisierung erfolgreicher Termingeschäfte aus Vorjahren profitierten. Dies betraf vor allem die externe Vermarktung der Stromerzeugung von RWE Power und RWE npower. Die dabei erzielten Handelsmargen werden generell erst bei Erfüllung der Grundgeschäfte ergebniswirksam, d.h. bei Lieferung des Stroms. Im Gas-Midstream-Geschäft bleibt die Ertragslage dadurch belastet, dass wir Gas teilweise auf Basis ölindezielter Langfristverträge beziehen und wir für diese Mengen zurzeit deutlich höhere Preise zahlen müssen, als wir beim Weiterverkauf am Markt erzielen können. Dem standen positive Effekte aus der Übernahme von Teilen des Midstream-Geschäfts von Essent gegenüber.

### Überleitung zum Nettoergebnis: erhebliche Sondereffekte

Die Überleitung vom betrieblichen Ergebnis zum Nettoergebnis ist durch eine Reihe von Sondereinflüssen geprägt. Während Erträge aus Beteiligungsveräußerungen und der Wegfall vorjähriger Belastungen aus Commodity-Derivaten positiv zu Buche schlugen, führten außerplanmäßige Abschreibungen auf unseren niederländischen Kraftwerkspark und Rückstellungen für Personalmaßnahmen zu Ergebniseinbußen.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Veräußerungsgewinne	315	1	314	68
Ergebniseffekte aus Commodity-Derivaten	-3	-1.064	1.061	-337
Restrukturierungen, Sonstige	-522	54	-576	-498
<b>Neutrales Ergebnis</b>	<b>-210</b>	<b>-1.009</b>	<b>799</b>	<b>-767</b>

Die genannten Sondereffekte spiegelten sich im neutralen Ergebnis wider, das sich um 799 Mio. € auf -210 Mio. € verbesserte. Seine Einzelpositionen haben sich folgendermaßen entwickelt:

- Im Berichtszeitraum erzielten wir Veräußerungsgewinne von 315 Mio. €, die fast ausschließlich aus dem Verkauf von Thyssengas und einer Minderheitsbeteiligung an einem Steinkohlekraftwerk in Rostock stammen. Über diese Transaktionen haben wir im Bericht zum ersten Quartal 2011 auf Seite 11 informiert. Im Vorjahreszeitraum waren so gut wie keine Erträge aus Veräußerungen angefallen.
- Die bilanzielle Erfassung von Geschäften mit Commodity-Derivaten hatte keinen nennenswerten Einfluss auf das Ergebnis (-3 Mio. €). Im ersten Halbjahr 2010 hatten wir dagegen unter dieser Position noch einen Aufwand von 1.064 Mio. € ausgewiesen, der sich größtenteils aus der preislichen Absicherung von Gastermingeschäften der RWE Supply & Trading ergab. Zum Hintergrund: Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) sind bestimmte Derivate, die der Absicherung von Terminkontrakten (Grundgeschäften) dienen, mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren, während die (gegenläufigen) Grundgeschäfte erst später bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen. Dadurch entstehen kurzfristige Ergebniseffekte, die sich im Laufe der Zeit wieder aufheben.

- Das Ergebnis der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ verschlechterte sich um 576 Mio. € auf –522 Mio. €. Belastungen in Höhe von rund 270 Mio. € resultierten aus einer Wertberichtigung auf unser niederländisches Erzeugungsportfolio; Hintergrund ist, dass die Margen, die Gas- und Steinkohlekraftwerke am Großhandelsmarkt erzielen können, stark gesunken sind. Ferner bildeten wir in Höhe von rund 220 Mio. € Rückstellungen für Altersteilzeitregelungen und Abfindungen, mit denen RWE Power und RWE Deutschland Maßnahmen zum Personalabbau sozialverträglich umsetzen können. Wir stellen uns damit auf veränderte Rahmenbedingungen am Energiemarkt ein, insbesondere auf die notwendige Flexibilisierung der konventionellen Stromerzeugung und den vorzeitigen Ausstieg Deutschlands aus der Kernkraft. Die planmäßige Abschreibung auf den Kundenstamm von RWE npower betrug 128 Mio. € und war damit wechselkursbedingt etwas niedriger als im Vorjahreszeitraum (130 Mio. €).

Finanzergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Zinserträge	210	239	-29	448
Zinsaufwendungen	-467	-576	109	-1.258
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-257</b>	<b>-337</b>	<b>80</b>	<b>-810</b>
Zinsanteil an den langfristigen Rückstellungen	-416	-442	26	-940
Übriges Finanzergebnis	-33	-8	-25	-186
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-706</b>	<b>-787</b>	<b>81</b>	<b>-1.936</b>

Das Finanzergebnis verbesserte sich um 81 Mio. € auf –706 Mio. €. Seine Einzelpositionen haben sich folgendermaßen verändert:

- Das Zinsergebnis stieg um 80 Mio. € auf –257 Mio. €. Wesentlich dazu beigetragen hat, dass Rückstellungen für die Finanzierung unverzinslicher Vorausleistungen aufgelöst werden konnten.
- Der Zinsanteil an den langfristigen Rückstellungen verringerte sich um 26 Mio. € auf 416 Mio. €. Dies ergibt sich aus einer Anhebung der Diskontierungssätze und der damit verbundenen Neubewertung von Rückstellungen.
- Das „übrige Finanzergebnis“ verschlechterte sich um 25 Mio. € auf –33 Mio. €. Positive Effekte aus der Marktbewertung von Finanzgeschäften standen hier rückläufigen Erträgen aus Wertpapierverkäufen gegenüber.

Unser Ergebnis vor Steuern sank um 23 % auf 2.425 Mio. €. Die Steuerquote ging von 30 auf 27 % zurück, u.a. weil höhere Veräußerungsgewinne anfielen als im Vorjahr und diese Erträge im Wesentlichen steuerfrei waren. Nach Steuern belief sich das Ergebnis auf 1.782 Mio. €, was einem Minus von 20 % entspricht. Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter verringerten sich um 11 % auf 162 Mio. €. Einige Gesellschaften, an denen Konzernfremde eine Minderheitsbeteiligung halten, erzielten rückläufige Ergebnisbeiträge, so u.a. unsere regionalen Gasversorger in Tschechien. Den Inhabern unserer im September 2010 begebenen Hybridanleihe waren Ergebnisanteile in Höhe von 30 Mio. € zuzurechnen. Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten nach Steuern, die auf den Berichtszeitraum entfallen. Ausführliche Informationen zur Hybridanleihe finden Sie auf den Seiten 102 und 195 im Geschäftsbericht 2010.

Aus den dargestellten Entwicklungen ergibt sich für den RWE-Konzern ein Nettoergebnis von 1.590 Mio. €, das um 22 % unter Vorjahr liegt. Unser Ergebnis je Aktie ist dementsprechend von 3,83 € auf 2,98 € gesunken. Im ersten Halbjahr waren durchschnittlich 533,6 Millionen RWE-Aktien im Umlauf und damit so viele wie im Vergleichszeitraum 2010.

<b>Überleitung zum Nettoergebnis</b>		Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	3.341	4.956	-32,6	7.681
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-210	-1.009	79,2	-767
Finanzergebnis	Mio. €	-706	-787	10,3	-1.936
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	<b>Mio. €</b>	<b>2.425</b>	<b>3.160</b>	<b>-23,3</b>	<b>4.978</b>
Ertragsteuern	Mio. €	-643	-934	31,2	-1.376
<b>Ergebnis</b>	<b>Mio. €</b>	<b>1.782</b>	<b>2.226</b>	<b>-19,9</b>	<b>3.602</b>
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	162	183	-11,5	279
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	30	-	-	15
<b>Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG</b>	<b>Mio. €</b>	<b>1.590</b>	<b>2.043</b>	<b>-22,2</b>	<b>3.308</b>
<b>Nachhaltiges Nettoergebnis</b>	<b>Mio. €</b>	<b>1.667</b>	<b>2.746</b>	<b>-39,3</b>	<b>3.752</b>
Ergebnis je Aktie	€	2,98	3,83	-22,2	6,20
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,13	5,15	-39,2	7,03
Steuerquote	%	27	30	-	28

### **Nachhaltiges Nettoergebnis um 39 % unter Vorjahr**

Maßgeblich für die Höhe unserer Dividende ist das um Sondereinflüsse bereinigte, nachhaltige Nettoergebnis. Darin nicht enthalten ist das neutrale Ergebnis (inkl. der darauf entfallenden Steuern). Sofern wesentliche Einmaleffekte im Finanzergebnis und bei den Ertragsteuern auftreten, bleiben diese ebenfalls unberücksichtigt. Im Berichtszeitraum erzielten wir ein nachhaltiges Nettoergebnis von 1.667 Mio. €. Damit blieben wir um 39 % hinter dem Vorjahreswert zurück.

<b>Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Deutschland	752	970	-218	2.410
Stromerzeugung	482	717	-235	1.180
Vertrieb/Verteilnetze	270	253	17	1.230
Niederlande/Belgien	484	463	21	1.144
Großbritannien	180	404	-224	876
Zentralost-/Südosteuropa	344	137	207	430
Erneuerbare Energien	467	202	265	614
Upstream Gas & Öl	368	191	177	507
Trading/Gas Midstream	12	-	12	4
Sonstige, Konsolidierung	102	130	-28	394
<b>RWE-Konzern</b>	<b>2.709</b>	<b>2.497</b>	<b>212</b>	<b>6.379</b>

<b>Investitionen in Finanzanlagen</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Deutschland	3	16	-13	45
Stromerzeugung	-	1	-1	2
Vertrieb/Verteilnetze	3	15	-12	43
Niederlande/Belgien	-	1	-1	3
Großbritannien	23	-	23	23
Zentralost-/Südosteuropa	1	7	-6	8
Erneuerbare Energien	16	20	-4	95
Upstream Gas & Öl	-	-	-	-
Trading/Gas Midstream	8	9	-1	61
Sonstige, Konsolidierung	-	17	-17	29
<b>RWE-Konzern</b>	<b>51</b>	<b>70</b>	<b>-19</b>	<b>264</b>

### Investitionen um 8% aufgestockt

Der RWE-Konzern investierte 2.760 Mio. € und damit 8% mehr als im Vorjahreszeitraum (2.567 Mio. €). Die Ausgaben für Finanzanlagen fielen mit 51 Mio. € kaum ins Gewicht. Für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte setzten wir 2.709 Mio. € ein. Der Ausbau und die Modernisierung unserer Stromerzeugungskapazitäten bilden den Schwerpunkt der Investitionstätigkeit des RWE-Konzerns. Wichtigste Projekte des Unternehmensbereichs Deutschland sind ein Braunkohle-Doppelblock mit 2.100 MW Nettoleistung am Standort Neurath und ein Steinkohle-Doppelblock mit 1.528 MW in Hamm. Diese Anlagen sind im Bau und werden voraussichtlich 2011/2012 (Neurath) bzw. 2013 (Hamm) den Betrieb aufnehmen. Daneben investiert der Unternehmensbereich Deutschland in die Verbesserung der Netzinfrastruktur. Im Unternehmensbereich Niederlande/Belgien fließt der Großteil der Mittel in einen Steinkohle-Doppelblock in Eemshaven mit 1.560 MW, der 2014 fertiggestellt sein soll. Außerdem errichtet Essent derzeit die beiden Gaskraftwerke Moerdijk 2 mit 426 MW und

Claus C mit 1.304 MW. Die Inbetriebnahme dieser Anlagen ist für 2011 bzw. 2012 geplant. Wichtigstes Projekt von RWE npower ist das Gaskraftwerk in Pembroke, das 2012 mit einer Nettoleistung von 2.188 MW ans Netz gehen soll. Der Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa investiert schwerpunktmäßig in die Verbesserung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur sowie in den Bau eines 775-MW-Gaskraftwerks im türkischen Denizli, das Ende 2012 fertiggestellt sein soll. RWE Innogy verfolgt das Ziel, die Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien stark auszuweiten. Im ersten Halbjahr standen Windkraftprojekte im Vordergrund, allen voran die Errichtung von Offshore-Windparks in Großbritannien und Deutschland. Weitere Mittel flossen in die Anschaffung von Spezialschiffen, die wir für den Transport der Windturbinen und ihre Aufstellung im Meer einsetzen werden. Unsere Upstream-Tochter RWE Dea konzentriert sich auf die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern zur Vorbereitung der Fördertätigkeit. Größtes Einzelvorhaben ist derzeit die Konstruktion einer Bohrplattform im Nordseefeld Breagh und ihre Pipeline-Anbindung an das britische Festland.

<b>Kapitalflussrechnung</b> in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	3.139	1.736	80,8	5.500
Davon: Veränderung des Nettoumlaufvermögens	155	-2.284	106,8	-2.349
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-1.672	-1.625	-2,9	-6.683
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.439	-916	-166,3	638
Einfluss von Wechsel- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	7	1	-	6
<b>Veränderung der flüssigen Mittel</b>	<b>-965<sup>1</sup></b>	<b>-804</b>	<b>-20,0</b>	<b>-539</b>
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	3.139	1.736	80,8	5.500
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-2.709	-2.497	-8,5	-6.379
<b>Free Cash Flow</b>	<b>430</b>	<b>-761</b>	<b>156,5</b>	<b>-879</b>

1 Inkl. -59 Mio. € aus dem Abgang flüssiger Mittel, die in der Bilanz zum 31. Dezember 2010 als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen waren

### **Operativer Cash Flow wegen Sondereffekten um 81 % über Vorjahr**

Im ersten Halbjahr erwirtschafteten wir einen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 3.139 Mio. €. Gegenüber 2010 ist das ein Plus von 81 %. Damit hat sich der Cash Flow wesentlich besser entwickelt als unser Ergebnis. Hauptgrund sind Effekte im Nettoumlaufvermögen (Working Capital). Hier ergaben sich gegenüber dem Vorjahr erhebliche Entlastungen: So haben wir Ausgaben für CO<sub>2</sub>-Zertifikate teilweise bereits Ende 2010 getätigt. Des Weiteren führte die Anhebung der EEG-Umlage zum 1. Januar 2011 zu einer vorübergehend besseren Liquidität bei Amprion; Betreiber des Stromübertragungsnetzes erhalten den EEG-Ausgleich für Mehraufwand durch Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien; die Umlage wird jährlich auf Basis von Schätzungen neu festgesetzt. Aus der Investitionstätigkeit sind 1.672 Mio. € abgeflossen. Das heißt, um diesen Betrag überstiegen unsere Ausgaben für Investitionen (inkl. Geldanlagen) die Einnahmen aus Anlagenabgängen und Unternehmensverkäufen. Unsere Finanzierungstätigkeit führte im Saldo zu

einem Mittelabfluss von 2.439 Mio. €. Mit 1.867 Mio. € entfiel der Großteil davon auf die Dividendenzahlung der RWE AG für das vorangegangene Geschäftsjahr. In Summe haben die dargestellten Zahlungsströme den Liquiditätsbestand verringert: Unsere flüssigen Mittel sind seit Jahresbeginn um 965 Mio. € gesunken.

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, ergibt den Free Cash Flow. Dieser betrug 430 Mio. € und war damit um 1.191 Mio. € höher als im ersten Halbjahr 2010. Ausschlaggebend dafür war der stark verbesserte operative Mittelzufluss.

Nettoschulden in Mio. €	30.06.11	31.12.10	+/- in %
Flüssige Mittel	1.570	2.476	-36,6
Wertpapiere	3.003	3.445	-12,8
Sonstiges Finanzvermögen	2.063	1.985	3,9
<b>Finanzvermögen</b>	<b>6.636</b>	<b>7.906</b>	<b>-16,1</b>
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	17.069	17.572	-2,9
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.415	2.238	7,9
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>19.484</b>	<b>19.810</b>	<b>-1,6</b>
<b>Nettofinanzschulden</b>	<b>12.848</b>	<b>11.904</b>	<b>7,9</b>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.256	3.318	-1,9
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	49	56	-12,5
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.288	10.010	2,8
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.851	2.920	-2,4
Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	890	880	1,1
Zur Veräußerung bestimmtes Nettovermögen	-	12	-
<b>Nettoschulden des RWE-Konzerns</b>	<b>30.084</b>	<b>28.964</b>	<b>3,9</b>

### Nettoschulden auf 30,1 Mrd. € gestiegen

Unsere Nettoschulden beliefen sich zum 30. Juni 2011 auf 30,1 Mrd. €. Gegenüber dem Stand zum 31. Dezember 2010 haben sie sich um 1,1 Mrd. € erhöht. Wesentlich dazu beigetragen haben unsere Investitionen (2,7 Mrd. €) und die Dividendenzahlung der RWE AG (1,9 Mrd. €), während der hohe Mittelzufluss aus laufender Geschäftstätigkeit (3,1 Mrd. €) und Erlöse aus dem Verkauf von Beteiligungen (0,4 Mrd. €) gegenläufig wirkten.

Konzernbilanzstruktur	30.06.11		31.12.10	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
<b>Aktiva</b>				
Langfristiges Vermögen	62.472	70,3	60.465	65,0
Davon: Immaterielle Vermögenswerte	17.211	19,4	17.350	18,6
Davon: Sachanlagen	33.850	38,1	32.237	34,6
Kurzfristiges Vermögen	26.397	29,7	32.612	35,0
Davon: Forderungen und sonstige Vermögenswerte <sup>1</sup>	19.010	21,4	23.258	25,0
<b>Gesamt</b>	<b>88.869</b>	<b>100,0</b>	<b>93.077</b>	<b>100,0</b>
<b>Passiva</b>				
Eigenkapital	16.719	18,8	17.417	18,7
Langfristige Schulden	45.049	50,7	45.162	48,5
Davon: Rückstellungen	23.495	26,4	23.485	25,2
Davon: Finanzverbindlichkeiten	15.714	17,7	15.908	17,1
Kurzfristige Schulden	27.101	30,5	30.498	32,8
Davon: Sonstige Verbindlichkeiten <sup>2</sup>	18.640	21,0	20.881	22,4
<b>Gesamt</b>	<b>88.869</b>	<b>100,0</b>	<b>93.077</b>	<b>100,0</b>

1 Inkl. Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuererstattungsansprüche

2 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

### Bilanzstruktur: Leicht erhöhte Eigenkapitalquote

Der RWE-Konzern wies zum 30. Juni 2011 eine Bilanzsumme von 88,9 Mrd. € aus. Das sind 4,2 Mrd. € weniger als Ende 2010. Wesentliche Veränderungen ergaben sich bei den Derivatepositionen: Sie sind auf der Aktivseite der Bilanz um 1,3 Mrd. € gesunken. Um ebenfalls 1,3 Mrd. € verringerten sich die kurzfristigen Forderungen und um 1,4 Mrd. € die Bestände an flüssigen Mitteln und kurzfristig gehaltenen Wertpapieren. Dagegen sind die Sachanlagen um 1,6 Mrd. € gestiegen. Das Eigenkapital des RWE-Konzerns ging ausschüttungsbedingt um 0,7 Mrd. € zurück. Es belief sich zum Bilanzstichtag auf 18,8 % der Bilanzsumme; die Eigenkapitalquote war damit geringfügig höher als zum 31. Dezember 2010 (18,7 %).

### RWE schafft neue Stellen

Zum 30. Juni 2011 waren 72.700 Mitarbeiter im RWE-Konzern beschäftigt, davon 42.447 bzw. 58 % an deutschen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen nur anteilig berücksichtigt. Gegenüber dem 31. Dezember 2010 hat sich unser Personalstand um 3 % bzw. 1.844 Mitarbeiter erhöht. Erstmals in unseren Zahlen erfasst sind die 1.057 Beschäftigten der nunmehr vollkonsolidierten NVV-Gruppe. Dagegen hat der Verkauf von Thyssengas dazu geführt, dass 289 Mitarbeiter den RWE-Konzern verließen.

Mitarbeiter <sup>1</sup>	30.06.11	31.12.10	+/- in %
Deutschland	35.791	34.184	4,7
Stromerzeugung	15.502	15.409	0,6
Vertrieb/Verteilnetze	20.289	18.775	8,1
Niederlande/Belgien	3.888	3.899	-0,3
Großbritannien	11.775	11.711	0,5
Zentralost-/Südosteuropa	11.413	11.163	2,2
Erneuerbare Energien	1.395	1.232	13,2
Upstream Gas & Öl	1.363	1.363	-
Trading/Gas Midstream	1.529	1.512	1,1
Sonstige	5.546 <sup>2</sup>	5.792	-4,2
<b>RWE-Konzern</b>	<b>72.700</b>	<b>70.856</b>	<b>2,6</b>

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

2 Davon 2.357 Mitarbeiter bei RWE IT und 1.556 Mitarbeiter bei RWE Service

### Forschung und Entwicklung: RWE testet intelligentes Stromnetz in Modellregion

Im ersten Halbjahr 2011 haben wir 45 Mio. € für Forschung und Entwicklung (F&E) aufgewendet (Vorjahr: 58 Mio. €). Darüber hinaus sind Entwicklungsausgaben aktiviert worden, und zwar in Höhe von ebenfalls 45 Mio. € (Vorjahr: 50 Mio. €). Im Zentrum unserer F&E-Tätigkeit steht die Entwicklung von Lösungen, die zu einer langfristig umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung beitragen. Den Stromnetzen kommt dabei eine Schlüsselrolle zu. Sie müssen so beschaffen sein, dass Strom trotz zunehmender wetterabhängiger Einspeisungen aus regenerativen Quellen bedarfsgerecht zur Verfügung steht. Insbesondere in ländlichen Gebieten steigen die Anforderungen an die Netze erheblich, denn hier gibt es nur wenige Verbraucher, aber einen hohen Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Zeitweise wird hier bereits mehr Strom produziert als verbraucht. Damit das Netz nicht aus der Balance gerät, müssen mit Hilfe neuer Technologien „intelligente“ Ausgleichsmechanismen geschaffen werden. Ein Beispiel ist der Einsatz von Transformatoren, die je nach Netzzustand automatisch die richtige Spannung einstellen. Darüber hinaus werden auch intelligente Speichermöglichkeiten getestet, z.B. für Biogas, das dadurch bei Bedarf – etwa wenn die Sonne nicht scheint – zur Stromproduktion genutzt werden kann. Um solche Technologien in der Praxis zu erproben und weiter zu entwickeln, hat die RWE Deutschland AG im Juni 2011 als Konsortialführer offiziell eines der ersten intelligenten Stromnetze in Deutschland gestartet. In einer Modellregion im Kreis Bitburg-Prüm sollen drei Jahre lang Erkenntnisse zum Betrieb eines solchen Netzes gesammelt werden. Unsere Partner sind ABB, Consentec und die TU Dortmund.

Ausführliche Informationen zu unserer F&E-Tätigkeit und den wichtigsten Projekten geben wir im RWE-Geschäftsbericht 2010 auf den Seiten 112 bis 115.

## AUSBLICK 2011

### **Weltwirtschaft bleibt auf Wachstumskurs**

Nach aktuellen Prognosen wird die globale Wirtschaftsleistung 2011 um etwa 3 % steigen. Konjunkturlokomotive bleibt China; allerdings hat sich das Wachstum dort bereits leicht abgeschwächt, weil die Regierung zuletzt eine weniger expansive Geld- und Fiskalpolitik verfolgte. Im Euro-Raum dürfte die steigende Auslastung der Industriekapazität zu verstärkter Investitionstätigkeit führen, während Maßnahmen zur Konsolidierung der Staatshaushalte den Aufschwung dämpfen. Das Wirtschaftswachstum könnte hier die Vorjahresmarke von 1,7 % etwas übersteigen. Wesentlich günstiger fällt die Konjunkturprognose für Deutschland aus: Das Institut der deutschen Wirtschaft in Köln hält ein Plus von 3,5 % für möglich. Damit würde das Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 2008 übertroffen. Neben den Exporten und Ausrüstungsinvestitionen wird auch der private Konsum das Wachstum stützen. Dies ergibt sich aus der erfreulichen Beschäftigungsentwicklung und den gestiegenen verfügbaren Einkommen. Etwas zurückhaltender fallen die Prognosen für die Niederlande und Belgien aus: Das Wachstum liegt hier voraussichtlich etwas über 2 %. In Großbritannien dürften die von der Regierung erlassenen Sparprogramme und eine Erhöhung der Umsatzsteuer den privaten Verbrauch bremsen. Das BIP wird dort voraussichtlich nur um gut 1 % ansteigen. Erste Schätzungen für unsere zentralosteuropäischen Kernmärkte deuten auf Wachstumsraten von über 2 % hin. In Polen und der Slowakei können sogar über 3 % erreicht werden.

### **Konjunktur regt Stromverbrauch an**

Die Entwicklung des Energieverbrauchs wird damit von positiven Konjunkturreffekten begünstigt sein. Für Deutschland erwarten wir weiterhin hohes Produktionswachstum der energieintensiven Branchen. Sollte der Bedarf in den anderen Verbrauchssektoren stabil bleiben, wird die Stromnachfrage 2011 insgesamt leicht anziehen. In Großbritannien dürfte sie dagegen selbst bei weiter steigender Industrieproduktion kaum an das Vorjahresniveau heranreichen. Ursachen dafür sind Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz und die mildere Witterung im ersten Halbjahr. Für die Niederlande erwarten wir hingegen einen leichten Zuwachs. In unseren wichtigsten zentralosteuropäischen Strommärkten ist sogar ein deutlicheres Plus möglich.

Da die Nachfrage nach Gas stärker von der Witterung abhängt als die nach Strom, unterliegt sie größeren Schwankungen. Unterstellt man für das zweite Halbjahr Temperaturen auf Normalniveau, wird der Gasverbrauch in unseren Kernmärkten 2011 insgesamt niedriger sein als im Vorjahr.

### **Brennstoffe voraussichtlich teurer als 2010**

Das Preisniveau auf den internationalen Märkten für Rohöl, Steinkohle und Erdgas wird aus heutiger Sicht wesentlich höher sein als 2010. Den Ausschlag dafür gibt die dynamische Wirtschaftsentwicklung in Schwellenländern wie China und Indien. Aber auch Naturkatastrophen wie z.B. das Erdbeben in Japan sowie die fortwährenden Unruhen in Nordafrika und im Nahen Osten spielen eine Rolle. Das Barrel der Sorte Brent wurde am 29. Juli, dem letzten Handelstag des Monats, mit 116 US\$ abgerechnet. Aus den Terminpreisen bis Ende 2011, die an diesem Tag zu beobachten waren, lässt sich ablesen, dass die Marktteilnehmer für das Gesamtjahr einen Durchschnittswert nahe der 110-US\$-Marke erwarten. Gegenüber 2010 (79 US\$) wäre das ein deutlicher Anstieg. Die Verteuerung von Rohöl überträgt sich auf den kontinentaleuropäischen Gasmarkt. Dies ergibt sich aus der Ölpreisbindung zahlreicher Importverträge. Allerdings wird in den Kontrakten auch zunehmend die

Entwicklung im Gas-Sporthandel berücksichtigt. Entsprechende Vertragsanpassungen dürften den Anstieg der Importpreise dämpfen. Die Notierungen an den großen europäischen Handelspunkten haben zwar zuletzt angezogen, liegen aber wegen des großen Gasangebots immer noch deutlich unter den Preisen in ölindezierten Langfristverträgen. Marktsignale deuten darauf hin, dass dies im gesamten Jahresverlauf so bleiben wird. Bei Kraftwerks-Steinkohle zeigt sich folgendes Bild: Ende Juli kostete die metrische Tonne im Rotterdamer Sporthandel 125 US\$ (inkl. Fracht und Versicherung). Ein ähnlicher Wert wird für das Gesamtjahr erwartet und damit eine deutliche Verteuerung gegenüber 2010 (93 US\$). Im europäischen Handel mit CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten haben die Preise zuletzt nachgegeben. Ihre weitere Entwicklung wird u.a. vom Konjunkturverlauf abhängen. Auch eine Anpassung der europäischen Emissionsreduktionsziele hätte erheblichen Preiseinfluss.

#### **Realisierter Strompreis unter Vorjahresniveau**

Die Verteuerung von Brennstoffen und der deutsche Kernenergieausstieg haben die Stromnotierungen an den Großhandelsmärkten bereits steigen lassen. Spot- und Terminpreise werden voraussichtlich auch im Gesamtjahr höher sein als 2010. Auf unsere diesjährige Ertragslage hat dies allerdings nur untergeordneten Einfluss, denn wir haben die Erzeugung für 2011 bereits nahezu komplett verkauft. Der Preis, den wir für unsere deutsche Produktion erzielen, lag unter dem Vergleichswert für 2010 von 67 € je MWh. Auch für die kommenden Jahre ist unsere Erzeugung bereits teilweise am Markt platziert, in Deutschland zu über 80% für 2012 und zu über 30% für 2013 (Stand: 30. Juni 2011).

#### **Prognose 2011: Umsatz leicht unter Vorjahr**

Unser Außenumsatz wird aus heutiger Sicht etwas niedriger ausfallen als im Vorjahr. Hauptgrund ist, dass RWE Supply & Trading beim Verkauf konzernerzeugter Stromproduktion geringere Preise realisierte. Außerdem erwarten wir, die Veräußerung von 74,9% an Amprion im dritten Quartal abschließen zu können. Der Stromtransportnetzbetreiber würde dann spätestens ab Oktober nach der Equity-Methode erfasst werden und damit nicht mehr zum Konzernumsatz beitragen. Mit Mehrerlösen rechnen wir dagegen u.a. bei RWE Dea; höhere Preise für Öl und Gas geben dafür den Ausschlag.

#### **Deutlicher Ergebnisrückgang erwartet**

Im laufenden Geschäftsjahr werden sich die schwierigen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen deutlich in unserer Ertragslage widerspiegeln. In Deutschland führen die neue Kernbrennstoffsteuer und der vorgezogene Kernenergieausstieg zu erheblichen Ertragseinbußen. Außerdem haben wir unsere diesjährige Stromproduktion marktbedingt zu ungünstigeren Konditionen verkauft als die für 2010. Im Gas-Midstream-Geschäft werden die Belastungen nochmals steigen. Für Gasbezüge auf Basis ölindezierten Verträge müssen wir weiterhin zum Teil deutlich höhere Preise bezahlen, als wir beim Weiterverkauf dieser Mengen erzielen können. Positive Ergebnisse aus den laufenden Preisrevisionen mit unseren Gaslieferanten werden sich wohl erst 2012/2013 in unseren Zahlen niederschlagen.

Ausblick 2011 in Mio. €	2010	Prognose 2011 vs. 2010	Veränderung gegenüber letzter Prognose
Außenumsatz	53.320	unter Vorjahr	-
EBITDA	10.256	ca. -20%	↓
Betriebliches Ergebnis	7.681	ca. -25%	↓
Deutschland	5.575	deutlich unter Vorjahr	-
Stromerzeugung	4.000	deutlich unter Vorjahr	-
Vertrieb/Verteilnetze	1.575	unter Vorjahr	-
Niederlande/Belgien	391	deutlich unter Vorjahr	-
Großbritannien	272	deutlich über Vorjahr	↑
Zentralost-/Südosteuropa	1.173	unter Vorjahr	↑
Erneuerbare Energien	72	deutlich über Vorjahr	-
Upstream Gas & Öl	305	deutlich über Vorjahr	-
Trading/Gas Midstream	-21	deutlich unter Vorjahr	-
Nachhaltiges Nettoergebnis	3.752	ca. -35%	↓

Unseren im Februar 2011 gegebenen Ergebnisausblick müssen wir nach unten korrigieren. Grund sind die unvorhergesehenen Belastungen aus der deutschen Energiepolitik. Verbesserte Ertragsperspektiven bei RWE Dea, RWE npower und im Bereich Zentralost-/Südosteuropa werden das nicht ausgleichen können. Das EBITDA des RWE-Konzerns wird voraussichtlich um ca. 20% unter dem Niveau des Vorjahres liegen. Im Februar hatten wir einen Rückgang um ca. 15% prognostiziert. Für das betriebliche Ergebnis erwarten wir jetzt ein Minus von ca. 25% statt – wie bisher – ca. 20% und für das nachhaltige Nettoergebnis ein Minus von ca. 35% statt ca. 30%.

- Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs wird sich aus heutiger Sicht deutlich verringern.

**Stromerzeugung:** Der für den Unternehmensbereich Deutschland prognostizierte Ergebnismrückgang ist größtenteils RWE Power zuzuordnen. Wie bereits erläutert, führt die Verkürzung der Laufzeit unserer Kernkraftwerke zu erheblichen Ertragseinbußen. Wir hatten die wegfallenden Produktionsmengen der stillgelegten Biblis-Blöcke bereits auf Termin verkauft und müssen unsere Lieferverpflichtungen nun durch teurere Eigenproduktion oder durch Zukäufe zu den zuletzt gestiegenen Strommarktpreisen abdecken. Außerdem haben wir Brennelemente abgeschrieben, da wir sie voraussichtlich nicht mehr nutzen können. Der vorgezogene Kernenergieausstieg hat zudem eine Anhebung der Rückstellungen für die Stilllegung und den Rückbau unserer Anlagen erforderlich gemacht. Außerdem fallen hohe Belastungen aus der neuen Kernbrennstoffsteuer an. Neben den politischen Rahmenbedingungen führt auch die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt zu negativen Ergebniseffekten. Bei den in Vorjahren getätigten Terminverkäufen für unsere Stromproduktion haben wir im Durchschnitt niedrigere Preise erzielt als für unsere Erzeugung von 2010, die wir für durchschnittlich 67 € je MWh am Markt platziert hatten. Positive Effekte ergeben sich aus Anpassungen bei den Kernenergie- und Bergbaurückstellungen, die der laufzeitbedingten Anhebung entgegen wirken.

Vertrieb/Verteilnetze: Auch hier rechnen wir mit einem Ergebnisrückgang. Unsere Erträge im Gasvertrieb dürften witterungsbedingt unter dem hohen Vorjahresniveau liegen. Daneben erwarten wir Mehraufwand für die Verbesserung der Netzinfrastruktur. Dem stehen rückläufige Belastungen aus der sogenannten Mehrerlösabschöpfung gegenüber (siehe Erläuterung auf Seite 26).

- Niederlande/Belgien: Der Unternehmensbereich wird deutlich unter dem guten Vorjahresergebnis abschließen. Hauptgrund ist, dass wir zum 1. Januar 2011 Teile des Gas-Midstream-Geschäfts von Essent auf den Bereich Trading/Gas Midstream übertragen haben. Mit diesen Aktivitäten hatten wir 2010 hohe Erträge erwirtschaftet, u.a. wegen der kalten Witterung. Auch die Stromerzeugung von Essent wird voraussichtlich einen niedrigeren Ergebnisbeitrag liefern, denn wir rechnen mit rückläufigen Margen unserer niederländischen Gas- und Steinkohlekraftwerke. Kostensenkungen – u.a. bei IT und Personal – und Effizienzsteigerungen werden sich dagegen positiv auswirken.
- Großbritannien: Hier rechnen wir inzwischen mit einem deutlichen Anstieg des betrieblichen Ergebnisses. Wesentlicher Erfolgsfaktor sind unsere umfangreichen Maßnahmen zur Effizienzverbesserung. Außerdem gehen wir davon aus, dass sich die Margen im Vertriebsgeschäft erholen. Allerdings erwarten wir auch, dass uns höhere Kosten für den Netzbetrieb in Rechnung gestellt werden. Ebenfalls steigen wird der Aufwand für Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen bei Haushalten; die britischen Versorger sind hierzu im Rahmen staatlicher Programme verpflichtet. Im Erzeugungsgeschäft dürfte sich die Ertragslage verschlechtern, denn wegen der aktuell schwierigen Marktbedingungen in Großbritannien werden die Margen unserer Steinkohle- und Gaskraftwerke im Gesamtjahr wohl niedriger sein als 2010. Positiv wirken die auf Seite 27 erläuterten Mittelzuflüsse aus Schadenersatzansprüchen und Altforderungen.
- Zentralost-/Südosteuropa: Das Ergebnis des Bereichs wird aus heutiger Sicht unter dem hohen Vorjahreswert liegen. In Tschechien dürften sich die Margen im Gasvertrieb verschlechtern, aber wohl nicht ganz so stark, wie zunächst erwartet. Auch im ungarischen Stromgeschäft haben sich die Perspektiven aufgehellt. Wir rechnen hier mit einer Stabilisierung der Ertragslage. In Polen werden wir voraussichtlich von verbesserten Stromnetzmargin profitieren.
- Erneuerbare Energien: Der fortschreitende Ausbau der Erzeugungskapazität von RWE Innogy wird zu Mehrerlösen und damit auch zu einer deutlichen Verbesserung beim betrieblichen Ergebnis führen. Trotz des windschwachen ersten Halbjahres gehen wir davon aus, dass die Auslastung unserer Windkraftanlagen deutlich besser sein wird als 2010. Gegenläufig wirkt, dass die aktuellen Investitionsprojekte mit hohen Vorlaufkosten verbunden sind.
- Upstream Gas & Öl: Auch RWE Dea wird voraussichtlich deutlich besser abschneiden als 2010. Basis dafür ist der über Erwarteten starke Preisanstieg an den Öl- und Gasmärkten. Darüber hinaus rechnen wir mit positiven Effekten aus gestiegenen Ölfördermengen und niedrigerem Explorationsaufwand. Negativ wirken die Anhebung des Abgabensatzes auf unsere deutsche Gasförderung und der schwächere US-Dollar. Außerdem werden die Produktionskosten höher ausfallen als 2010.

- **Trading/Gas Midstream:** Wir erwarten, dass der Bereich mit einem betrieblichen Verlust abschließt, der deutlich größer ist als 2010 (-21 Mio. €). Wie bereits erläutert, liegen unsere ölindezierten Beschaffungspreise für Gas seit 2009 über den am Markt realisierbaren Verkaufspreisen. Die Ergebniseffekte daraus werden sich 2011 weiter verstärken. Derzeit laufen Preisrevisionen mit unseren Gaslieferanten, deren Ausgang maßgeblichen Einfluss auf die mittelfristige Ertragslage hat. Hier dürften die Entscheidungen aber voraussichtlich erst 2012 und 2013 fallen und somit im laufenden Jahr noch nicht zu einer Entlastung führen. Im Handelsgeschäft der RWE Supply & Trading wird das Ergebnis nach dem sehr enttäuschenden ersten Halbjahr wohl weit unter dem Niveau von 2010 liegen.

#### **Ausschüttungsquote von 50 bis 60%**

Der Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2011 wird sich an unserer üblichen Ausschüttungsquote von 50 bis 60% orientieren. Bemessungsgrundlage ist das nachhaltige Nettoergebnis. Wie bereits dargestellt, erwarten wir hier einen Rückgang um ca. 35%. Damit wird auch unsere Dividende niedriger ausfallen als die für 2010.

#### **Sachinvestitionen von über 7 Mrd. € geplant**

Unsere Investitionen in Sachanlagen erreichen 2011 das Rekordniveau von 7,0 bis 7,5 Mrd. €, ehe sie in der Folgezeit mit zunehmender Fertigstellung von Großprojekten wieder sinken. Gegenüber 2010 (6,4 Mrd. €) erwarten wir besonders in den Unternehmensbereichen Erneuerbare Energien, Deutschland, Zentralost-/Südosteuropa und Upstream Gas & Öl steigende Ausgaben. Schwerpunkte der Investitionstätigkeit des RWE-Konzerns sind der Neubau hoch effizienter fossil befeuerter Kraftwerke, die Aufstockung unserer Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien, die Modernisierung der Netzinfrastruktur und die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern.

#### **Verschuldungsfaktor: Überschreitung der Obergrenze erwartet**

Wie auf Seite 14 dargestellt, planen wir, durch Ausgabe neuer und Veräußerung im Eigenbestand gehaltener RWE-Aktien die Finanzkraft des Konzerns zu stärken. Wir erwarten einen Mittelzufluss in Größenordnung von 2,5 Mrd. €. Unter der Voraussetzung, dass diese Maßnahme bis Ende 2011 umgesetzt wird, können wir unsere Nettoschulden trotz des umfangreichen Investitionsprogramms voraussichtlich unter dem Niveau halten, das sie Ende 2010 hatten (29,0 Mrd. €). Der Verschuldungsfaktor, also das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, wird aber höher sein als 2010 (2,8) und auch über der Obergrenze von 3,0 liegen, an der wir uns orientieren. Wir wollen ihn mittelfristig wieder an diese Marke heranzuführen.

#### **Neue Ergebnisprognose für 2013**

Der veränderte energiepolitische Rahmen hat auch in den kommenden Jahren erheblichen Einfluss auf die Ergebnisentwicklung. Den damit verbundenen Ertragseinbußen stehen allerdings auch positive Effekte aus gestiegenen Öl- und Gaspreisen, verbesserten Strommargen sowie weiteren Effizienzsteigerungen gegenüber. Vor diesem Hintergrund heben wir unsere im Februar 2011 gegebene Prognose zur mittelfristigen Ergebnisentwicklung leicht an. Nach unserer aktuellen Planung wird das EBITDA im Jahr 2013 bei ca. 9,4 Mrd. € liegen und das betriebliche Ergebnis bei ca. 5,9 Mrd. €. Für das nachhaltige Nettoergebnis veranschlagen wir einen Wert von ca. 2,5 Mrd. €. In den Zahlen sind zukünftige Unternehmensverkäufe im Rahmen unseres Desinvestitionsprogramms – mit Ausnahme der kurz vor dem Abschluss stehenden Amprion-Transaktion – noch nicht berücksichtigt.

## ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

### **Systematisches Risikomanagement wichtiger denn je**

Der Energiesektor gilt traditionell als krisenfeste Branche. Zuletzt sind die sektorspezifischen Risiken aber erheblich gestiegen. Unsichere politische Rahmenbedingungen, sich wandelnde Marktstrukturen und schwankende Strom- und Brennstoffpreise stellen uns vor unternehmerische Herausforderungen. Ein professionelles Risikomanagement ist daher wichtiger denn je. Risiken systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu steuern ist für uns Kernelement guter Unternehmensführung. Ebenso wichtig ist es, Chancen zu identifizieren und zu nutzen. Über den Aufbau und die Prozesse unseres Risikomanagements, die zuständigen Organisationseinheiten und unsere Maßnahmen zur Steuerung und Überwachung wichtiger Risiken informieren wir ausführlich im Geschäftsbericht 2010 auf den Seiten 116 bis 126.

### **Gesamtbeurteilung der Risiko- und Chancensituation durch die Unternehmensleitung**

Als langfristig investierender Energieversorger ist RWE in besonderem Maße auf verlässliche politische Rahmenbedingungen angewiesen. Allerdings beobachten wir einen Trend zu regulatorischen Eingriffen in den Energiemarkt. Defizitäre Staatshaushalte verstärken darüber hinaus in zahlreichen europäischen Ländern den Druck auf die Regierungen, standortgebundenen Unternehmen wie Energieversorgern neue Lasten aufzubürden.

Auch der plötzliche Kurswechsel in der deutschen Energiepolitik nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima belegt, dass die Risiken im Versorgersektor gestiegen sind. Mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) wurde die Ende 2010 in Kraft getretene Verlängerung der Laufzeit deutscher Kernkraftwerke rückgängig gemacht. Zusätzlich legte die Bundesregierung für jeden Block einen spätestmöglichen Abschalttermin fest. Darüber haben wir auf Seite 13 dieses Berichts ausführlich informiert. Die gesetzlich vorgeschriebene Stilllegung von Biblis macht es erforderlich, dass bereits auf Termin verkaufte Strommengen dieser Anlagen nun aus anderen Quellen zu möglicherweise wesentlich ungünstigeren Konditionen bereitgestellt werden müssen. Mit Blick auf die Restlaufzeiten der noch im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke besteht das Risiko, dass die gesetzlich festgelegten Reststrommengen vor den Abschaltterminen nicht vollständig genutzt werden können. Derzeit prüfen wir verfassungsrechtliche Aspekte der AtG-Novelle. Gegen das Kernenergiemoratorium für Biblis A und B vom März 2011 und gegen die Kernbrennstoffsteuer haben wir Klagen eingereicht. Die Verfahren können sich über mehrere Jahre hinziehen.

Neben den politischen Rahmenbedingungen hat insbesondere die Entwicklung von Angebot und Nachfrage an den Strom- und Gasmärkten Auswirkungen auf unsere Ertragskraft. Dabei kommen konjunkturelle Einflüsse zum Tragen, aber auch Veränderungen der Marktstrukturen. Beispielsweise verdrängt der fortgesetzte Zubau von Wind- und Solarstromanlagen konventionelle Erzeugung. Veränderungen der Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate können erhebliche Auswirkungen auf die Ertragslage haben, sofern sich die Stromnotierungen nicht entsprechend mitbewegen. Hier bestehen Risiken und Chancen. Wie bereits dargestellt, verkaufen wir unseren Strom größtenteils frühzeitig über Terminkontrakte und sichern zugleich die für seine Produktion benötigten Brennstoffe und Emissionszertifikate preislich ab. Im Gas-Midstream-Geschäft ergeben sich Risiken, weil wir Gas u.a. auf Basis ölpreisgebundener Langfristverträge beziehen und sich der Marktpreis von Gas seit Mitte 2009 von der Entwicklung des Ölpreises entkoppelt hat. Dies führt dazu, dass wir Gas teilweise teurer einkaufen, als wir es absetzen können. Derzeit laufen Preisrevisionen, durch die wir bessere Bezugskonditionen erreichen wollen. Ihr Ausgang wird maßgeblichen Einfluss auf unsere mittelfristige Ertragslage haben. Hier besteht das Risiko, dass die Ergebnisse der Preisrevisionen hinter unseren Erwartungen zurückbleiben könnten, ebenso aber auch die Chance, dass wir günstigere Konditionen als angenommen durchsetzen können.

Trotz dieser und weiterer Unwägbarkeiten sind gegenwärtig keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand der RWE AG oder des RWE-Konzerns gefährden.

#### **Aktuelle Value-at-Risk-Kennzahlen**

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) steuern und überwachen wir u.a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR). Der VaR gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit und in einem gegebenen Zeithorizont nicht überschreitet. Den VaR-Werten im RWE-Konzern liegt grundsätzlich ein Konfidenzniveau von 95% zugrunde; für die Positionen wird eine Haltedauer von einem Tag unterstellt. Das bedeutet, dass der Tagesverlust die Höhe des VaR mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% nicht überschreitet.

Zentrale Steuerungsgröße für die Commodity-Positionen ist der Global VaR, der sich auf das Handelsgeschäft der RWE Supply & Trading bezieht und der 40 Mio. € nicht übersteigen darf. Im ersten Halbjahr 2011 belief er sich auf durchschnittlich 18 Mio. €; der maximale Tageswert betrug 27 Mio. €.

Bei Zinsrisiken unterscheiden wir zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus unserem Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch unsere Finanzierungskosten. Der VaR für das Kurswertrisiko belief sich im Berichtszeitraum auf durchschnittlich 6 Mio. €. Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem Cash Flow at Risk. Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95% und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Der Cash Flow at Risk betrug im ersten Halbjahr durchschnittlich 19 Mio. €.

Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Hier lag der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen im Berichtszeitraum bei durchschnittlich 9 Mio. €. Der VaR für unsere Fremdwährungsposition betrug weniger als 1 Mio. €.

#### **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. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht eintreffen oder weitere Risiken eintreten, können die tatsächlichen Ergebnisse von den zurzeit erwarteten Ergebnissen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Angaben daher nicht übernehmen.

## VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Zwischenberichterstattung der Konzernzwischenabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernzwischenlagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns im verbleibenden Geschäftsjahr beschrieben sind.

Essen, 8. August 2011

Der Vorstand



Großmann



Birnbaum



Fitting



Pohlig



Schmitz

## KONZERNABSCHLUSS (VERKÜRZT)

## Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Apr – Jun 2011	Apr – Jun 2010	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010
<b>Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)</b>	<b>11.703</b>	<b>12.087</b>	<b>27.457</b>	<b>27.354</b>
Erdgas-/Stromsteuer	-532	-668	-1.400	-1.412
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>11.171</b>	<b>11.419</b>	<b>26.057</b>	<b>25.942</b>
Bestandsveränderung der Erzeugnisse/Andere aktivierte Eigenleistungen	162	71	211	124
Materialaufwand	-8.100	-8.164	-18.002	-17.530
Personalaufwand	-1.293	-1.116	-2.514	-2.368
Abschreibungen	-1.042	-751	-1.706	-1.402
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-923	-373	-1.252	-1.028
<b>Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit</b>	<b>-25</b>	<b>1.086</b>	<b>2.794</b>	<b>3.738</b>
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	94	74	228	155
Übriges Beteiligungsergebnis	26	44	109	54
Finanzerträge	167	290	361	760
Finanzaufwendungen	-501	-675	-1.067	-1.547
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	<b>-239</b>	<b>819</b>	<b>2.425</b>	<b>3.160</b>
Ertragsteuern	83	-267	-643	-934
<b>Ergebnis</b>	<b>-156</b>	<b>552</b>	<b>1.782</b>	<b>2.226</b>
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	58	66	162	183
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	15		30	
<b>Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG</b>	<b>-229</b>	<b>486</b>	<b>1.590</b>	<b>2.043</b>
<b>Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €</b>	<b>-0,43</b>	<b>0,91</b>	<b>2,98</b>	<b>3,83</b>

Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen<sup>1</sup>

in Mio. €	Apr – Jun 2011	Apr – Jun 2010	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010
<b>Ergebnis</b>	<b>-156</b>	<b>552</b>	<b>1.782</b>	<b>2.226</b>
Unterschied aus der Währungsumrechnung	30	-138	131	93
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	-11	-43	-69	-31
Marktbewertung von Finanzinstrumenten im Sicherungszusammenhang	-524	195	-488	244
Anteiliges Other Comprehensive Income at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-8	-66	-6	-68
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-62	-405	-154	-324
<b>Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)</b>	<b>-575</b>	<b>-457</b>	<b>-586</b>	<b>-86</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)</b>	<b>-731</b>	<b>95</b>	<b>1.196</b>	<b>2.140</b>
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	(-804)	(84)	(977)	(2.004)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend	(15)		(30)	
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	(58)	(11)	(189)	(136)

<sup>1</sup> Beträge nach Steuern

## Bilanz

<b>Aktiva</b>	30.06.11	31.12.10
in Mio. €		
<b>Langfristiges Vermögen</b>		
Immaterielle Vermögenswerte	17.211	17.350
Sachanlagen	33.850	32.237
Investment Property	150	162
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	3.682	3.694
Übrige Finanzanlagen	887	750
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	4.261	3.881
Latente Steuern	2.431	2.391
	<b>62.472</b>	<b>60.465</b>
<b>Kurzfristiges Vermögen</b>		
Vorräte	3.161	3.293
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.157	9.485
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	10.853	13.773
Wertpapiere	2.656	3.196
Flüssige Mittel	1.570	2.476
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte		389
	<b>26.397</b>	<b>32.612</b>
	<b>88.869</b>	<b>93.077</b>
<b>Passiva</b>	30.06.11	31.12.10
in Mio. €		
<b>Eigenkapital</b>		
Anteile der Aktionäre der RWE AG	13.683	14.574
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	1.800	1.759
Anteile anderer Gesellschafter	1.236	1.084
	<b>16.719</b>	<b>17.417</b>
<b>Langfristige Schulden</b>		
Rückstellungen	23.495	23.485
Finanzverbindlichkeiten	15.714	15.908
Übrige Verbindlichkeiten	3.707	3.584
Latente Steuern	2.133	2.185
	<b>45.049</b>	<b>45.162</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>		
Rückstellungen	4.691	5.572
Finanzverbindlichkeiten	3.770	3.902
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	7.149	8.415
Übrige Verbindlichkeiten	11.491	12.466
Zur Veräußerung bestimmte Schulden		143
	<b>27.101</b>	<b>30.498</b>
	<b>88.869</b>	<b>93.077</b>

## Kapitalflussrechnung

in Mio. €	Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010
Ergebnis	1.782	2.226
Abschreibungen/Zuschreibungen	1.711	1.398
Veränderung der Rückstellungen	-511	-745
Latente Steuern/Zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen/Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	2	1.141
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	155	-2.284
<b>Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit</b>	<b>3.139</b>	<b>1.736</b>
Investitionen in Anlagegegenstände/Akquisitionen	-2.695	-2.564
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen	560	202
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen	463	737
<b>Cash Flow aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-1.672</b>	<b>-1.625</b>
<b>Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-2.439</b>	<b>-916</b>
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	-972	-805
Einfluss von Wechselkursänderungen und sonstigen Veränderungen auf die flüssigen Mittel	7	1
<b>Veränderung der flüssigen Mittel<sup>1</sup></b>	<b>-965</b>	<b>-804</b>
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	2.535	3.074
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen	-59	
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums lt. Konzernbilanz	2.476	3.074
<b>Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums lt. Konzernbilanz</b>	<b>1.570</b>	<b>2.270</b>

1 Davon -59 Mio.€ Veränderung aufgrund der zum 31.12.2010 als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesenen flüssigen Mittel

## Veränderung des Eigenkapitals

in Mio. €	Gezeichnetes Kapital und Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	Eigene Aktien	Accumulated Other Comprehensive Income	Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	Summe
<b>Stand: 01.01.10</b>	<b>2.598</b>	<b>11.537</b>	<b>-2.272</b>	<b>929</b>	<b>12.792</b>		<b>925</b>	<b>13.717</b>
Dividendenzahlungen		-1.867			-1.867		-168	-2.035
Ergebnis		2.043			2.043		183	2.226
Other Comprehensive Income		-301		262	-39		-47	-86
Total Comprehensive Income		1.742		262	2.004		136	2.140
Übrige Veränderungen		-4			-4		10	6
<b>Stand: 30.06.10</b>	<b>2.598</b>	<b>11.408</b>	<b>-2.272</b>	<b>1.191</b>	<b>12.925</b>		<b>903</b>	<b>13.828</b>
<b>Stand: 01.01.11</b>	<b>2.598</b>	<b>12.970</b>	<b>-2.272</b>	<b>1.278</b>	<b>14.574</b>	<b>1.759</b>	<b>1.084</b>	<b>17.417</b>
Dividendenzahlungen		-1.867			-1.867		-268	-2.135
Ergebnis		1.590			1.590	30	162	1.782
Other Comprehensive Income		-161		-452	-613		27	-586
Total Comprehensive Income		1.429		-452	977	30	189	1.196
Übrige Veränderungen		-1			-1	11	231	241
<b>Stand: 30.06.11</b>	<b>2.598</b>	<b>12.531</b>	<b>-2.272</b>	<b>826</b>	<b>13.683</b>	<b>1.800</b>	<b>1.236</b>	<b>16.719</b>

## ANHANG

### Rechnungslegungsmethoden

Die RWE AG mit Sitz am Opernplatz 1 in 45128 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“).

Der Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2011 ist am 8. August 2011 zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind.

Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernzwischenabschlusses der RWE AG zum 30. Juni 2011 ein gegenüber dem Jahresabschluss verkürzter Berichtsumfang gewählt. Im Konzernzwischenbericht werden – mit Ausnahme der nachfolgend

beschriebenen Änderungen und Neuregelungen – die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden angewendet wie im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2010. Für weitere Informationen verweisen wir auf die Gesetzesversion des Konzerngeschäftsberichts 2010, der die Basis für den vorliegenden Zwischenbericht darstellt.

Für Entsorgungsrückstellungen auf dem Gebiet der Kernenergie und für bergbaubedingte Rückstellungen wird ein Abzinsungsfaktor von 5,00% (31.12.2010: 5,00%) zugrunde gelegt. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden in Deutschland mit 5,50% und im Ausland mit 5,50% abgezinst (31.12.2010: 5,25% bzw. 5,30%).

### Änderung der Rechnungslegungsmethoden

Der International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben eine Reihe von Änderungen bei bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie einige neue IFRS und Interpretationen verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2011 verpflichtend anzuwenden sind:

- Verbesserungen der International Financial Reporting Standards (2010)
- Änderungen des IFRS 1 (2010) – Begrenzte Befreiung erstmaliger Anwender von Vergleichsangaben nach IFRS 7

- IAS 24 (2009) – Angaben über Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen
- Änderungen des IAS 32 (2009) – Einstufung von Bezugsrechten
- Änderungen des IFRIC 14 (2009) – Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen
- IFRIC 19 – Tilgung finanzieller Verbindlichkeiten durch Eigenkapitalinstrumente

Die erstmals anzuwendenden Standards und Interpretationen bzw. Änderungen an Standards und Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

### Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards bzw. Änderungen an Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union im Geschäftsjahr 2011 noch nicht verpflichtend anzuwenden sind. Teilweise sind diese noch nicht von der EU anerkannt.

**IFRS 9 (2010) „Financial Instruments“** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 39 zur Klassifizierung und Bewertung von finanziellen Vermögenswerten. Die verabschiedeten Änderungen betreffen insbesondere die Reduzierung der Bewertungskategorien für finanzielle Vermögenswerte. IFRS 9 (2010) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 10 (2011) „Consolidated Financial Statements“** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 27 und des SIC-12 zur Konsolidierung. Durch IFRS 10 (2011) erfolgt die Implementierung eines einheitlichen Beherrschungsmodells gemäß den folgenden drei Voraussetzungen, die kumulativ erfüllt sein müssen, damit Beherrschung vorliegt: Verfügungsgewalt über die relevanten

Aktivitäten des Beteiligungsunternehmens, ein Recht auf variable Rückflüsse aus der Beteiligung und die Möglichkeit zur Beeinflussung der variablen Rückflüsse durch die Ausübung der Verfügungsgewalt. IFRS 10 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 11 (2011) „Joint Arrangements“** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 31 und des SIC-13 zur Bilanzierung von Gemeinschaftsunternehmen. IFRS 11 (2011) regelt die bilanzielle Abbildung von Fällen, in denen gemeinschaftliche Führung über ein Unternehmen vorliegt oder eine gemeinschaftliche Tätigkeit ausgeübt wird. Eine wichtige Änderung gegenüber den bisherigen Regelungen ist die Abschaffung der Möglichkeit zur Quotenkonsolidierung von Gemeinschaftsunternehmen. Diese sind zukünftig unter Anwendung der Vorschriften des IAS 28 zwingend gemäß der Equity-Methode zu bilanzieren. IFRS 11 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 12 (2011) „Disclosure of Interests in Other Entities“** umfasst die aus der Anwendung der Standards IFRS 10, IFRS 11 und IAS 28 resultierenden Angabepflichten. Durch die zu veröffentlichenden Angaben soll es den Abschlussadressaten ermöglicht werden, die Risiken und finanziellen Auswirkungen zu beurteilen, die aus Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen und gemeinschaftlichen Tätigkeiten, assoziierten Unternehmen und nicht-konsolidierten Zweckgesellschaften resultieren. IFRS 12 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 13 (2011) „Fair Value Measurement“** definiert standardübergreifend einheitliche Bewertungsmaßstäbe für die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value). Darüber hinaus führt IFRS 13 (2011) umfangreiche Anhangangaben für Fair Value-Bewertungen ein. IFRS 13 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IAS 28 (2011) „Investments in Associates and Joint Ventures“** wurde im Rahmen der Neufassung um Regelungen zur Bilanzierung von Anteilen an Joint Ventures ergänzt. IAS 28 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**„Presentation of Other Comprehensive Income“ (Amendments of IAS 1)** betrifft die Darstellung der in der Gesamtergebnisrechnung im sonstigen Ergebnis enthaltenen Posten. Diese müssen zukünftig in zwei Kategorien unterteilt dargestellt werden. Unterteilungskriterium ist die zukünftige Buchung der Posten über die Gewinn- und Verlustrechnung („recycling“). Die Änderungen sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juli 2012 beginnen.

Die Änderungen an IAS 19 „Employee Benefits“ umfassen die Abschaffung bisher bestehender Wahlrechte zur Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste sowie Neuregelungen zur Berücksichtigung der erwarteten Planrendite. Zudem werden die Angabepflichten im Anhang erweitert. Die Änderungen sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

Die Auswirkungen der Standards auf den RWE-Konzernabschluss werden derzeit geprüft.

Die nachfolgenden Standards und Änderungen an Standards werden voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben:

- IAS 27 (2011) – Separate Financial Statements
- Änderungen des IFRS 1 (2010) – Severe Hyperinflation and Removal of Fixed Dates for First-time Adopters
- Änderungen des IFRS 7 (2010) – Financial Instruments: Disclosures
- Änderungen des IAS 12 (2010) – Deferred Tax: Recovery of Underlying Assets

## 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 und Gemeinschaftsunternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert.

Die Veränderungen des Konsolidierungskreises im ersten Halbjahr 2011 betreffen 23 erstmals konsolidierte Gesellschaften, davon 10 im Segment Vertrieb/Verteilnetze und neun im Segment Erneuerbare Energien. Sieben ehemals vollkonsolidierte Unternehmen sind aus dem Konsolidierungskreis ausgeschieden, davon drei im Segment Großbritannien und zwei im Segment Trading/Gas Midstream; sieben wurden verschmolzen, davon fünf im Segment Vertrieb/Verteilnetze.

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

	30.06.11	31.12.10
Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen	454	445
Anzahl der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	120	121

**Unternehmenserwerbe.** Folgender Unternehmenszusammenschluss ist zu erwähnen:

Durch vertragliche Vereinbarung vom 10. Januar 2011 hat RWE die Beherrschung über die Niederrheinische Versorgung und Verkehr AG, Mönchengladbach, (NVV) erlangt, die bisher nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss einbezogen wurde. Die übernommenen Vermögenswerte und Schulden sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Bilanzposten	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
in Mio. € (vorläufige Werte)	
Langfristige Vermögenswerte	669
Kurzfristige Vermögenswerte	337
Langfristige Schulden	334
Kurzfristige Schulden	326
<b>Nettovermögen</b>	<b>346</b>
Anteile anderer Gesellschafter	-200
Anschaffungskosten (nicht zahlungswirksam)	179
<b>Geschäfts- oder Firmenwert</b>	<b>33</b>

Der beizulegende Zeitwert der Altanteile betrug 137 Mio. €. Aus der Erstkonsolidierung der Altanteile resultierte ein Gewinn in Höhe von 42 Mio. €, der in der Gewinn- und Verlustrechnung unter den sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen wurde.

Der beizulegende Zeitwert der in den kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte belief sich auf 242 Mio. €.

Der Bewertung der Anteile anderer Gesellschafter lag das anteilige Nettovermögen der erstkonsolidierten Unternehmensgruppe zugrunde.

Der Geschäfts- oder Firmenwert ist im Wesentlichen auf zu erwartende zukünftige Nutzen- und Synergieeffekte zurückzuführen.

Seit der erstmaligen Konsolidierung hat die NVV-Gruppe 459 Mio. € zum Umsatz und 16 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses ist aufgrund der komplexen Struktur der Transaktion noch nicht abschließend festgestellt.

**Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Schulden (Assets and liabilities held for sale).** Im Dezember 2010 hat RWE einen Vertrag über den Verkauf des 100%igen Anteils an der Thyssengas GmbH geschlossen. Die Transaktion stand unter dem Vorbehalt der Zustimmung der EU-Kommission und der zuständigen Kartellbehörde. Die Kartellbehörde hatte im Dezember 2010 zugestimmt, die EU-Kommission Ende Januar 2011. Folgende Vermögenswerte und Schulden von Thyssengas wurden zum 31. Dezember 2010 als zur Veräußerung bestimmt ausgewiesen:

Eckdaten von Thyssengas	31.12.10 in Mio. €
Langfristige Vermögenswerte	296
Kurzfristige Vermögenswerte	93
Langfristige Schulden	36
Kurzfristige Schulden	107

Im Februar 2011 wurde der Verkauf von Thyssengas abgeschlossen. Die Gesellschaft wurde im ersten Quartal 2011 entkonsolidiert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 207 Mio. € und wurde in der Gewinn- und Verlustrechnung unter den sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen.

Die im Rahmen von Unternehmenstransaktionen erzielten Kaufpreise summierten sich auf 478 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 153 Mio. €); sie wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet.

## Umsatzerlöse

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

## Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Die Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen lagen im ersten Halbjahr 2011 bei 45 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 58 Mio. €).

## Fremdkapitalkosten

Im ersten Halbjahr 2011 wurden im Zusammenhang mit dem Erwerb, dem Bau bzw. der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte 15 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 0 Mio. €) Fremdkapitalkosten

als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz betrug 5,30%.

## Eigenkapital

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 22. April 2010 wurde die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 21. Oktober 2011 eigene Aktien bis zu insgesamt 10% des Grundkapitals zu erwerben. Dieser Beschluss wurde ersetzt durch den Beschluss der Hauptversammlung vom 20. April 2011, der die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 19. Oktober 2012 eigene Aktien bis zu insgesamt 10% des

Grundkapitals zu erwerben und unter bestimmten Bedingungen eigene Stammaktien unter Ausschluss des Bezugsrechts zu veräußern. Der Vorstand der Gesellschaft wurde zugleich ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen. Wie beim vorangegangenen Beschluss dürfen die Aktien auch unter Einsatz von Put- und Call-Optionen erworben oder veräußert werden.

## Aktienkursbasierte Vergütungen

Im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2010 wurde über aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen berichtet.

Im Rahmen des Long-Term Incentive Plan für Führungskräfte („Beat 2010“) wurde im ersten Quartal 2011 eine weitere Tranche begeben.

## Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 20. April 2011 beschlossen, eine Dividende für das Geschäftsjahr 2010 in Höhe von 3,50 € (Geschäftsjahr 2009: 3,50 €) je dividendenberechtigter

Stückaktie auszuschütten. Die Ausschüttung betrug insgesamt 1.867 Mio. €.

## Übrige Verbindlichkeiten

Die übrigen Verbindlichkeiten enthalten 1.782 Mio. € (31.12.2010: 1.775 Mio. €) kurzfristige Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewähr-

ten Andienungsrechten (Put-Optionen) von Minderheitenanteilen, die gemäß IAS 32 anzusetzen waren.

## Finanzielle Verpflichtungen

Ende Juni 2011 wurden die letzten noch vorhandenen Cross Border Leases (CBL) bei Essent mit amerikanischen Investoren durch Vertrag beendet. Von den bisher bestehenden Haftungsrisiken aus CBL-Verträgen, über die im Konzernabschluss zum

31. Dezember 2010 berichtet wurde, verbleiben nur noch bestimmte über die Vertragsbeendigung hinaus wirksame Haftungsklauseln. Die Wahrscheinlichkeit einer Inanspruchnahme hieraus wird als äußerst gering eingeschätzt.

## Ergebnis je Aktie

		Jan – Jun 2011	Jan – Jun 2010
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.590	2.043
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	533.559	533.559
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	2,98	3,83

## Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Assoziierte Unternehmen gelten im RWE-Konzern als nahestehende Unternehmen. Die mit wesentlichen nahestehenden Unternehmen getätigten Geschäfte führten im ersten Halbjahr 2011 zu Erträgen in Höhe von 521 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 481 Mio. €) und Aufwendungen in Höhe von 142 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 119 Mio. €). Zum 30. Juni 2011 betragen die Forderungen 1.698 Mio. € (31.12.2010: 1.004 Mio. €) und die Verbindlichkeiten 19 Mio. € (31.12.2010: 12 Mio. €). Alle Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden und unterscheiden sich grundsätzlich nicht von den Liefer- und Leistungsbeziehungen mit anderen Unternehmen. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betragen 3.588 Mio. € (31.12.2010: 4.044 Mio. €).

Darüber hinaus gelten Unternehmen, bei denen der Vorstandsvorsitzende der RWE AG, Dr. Jürgen Großmann, Gesellschafter

ist, als nahestehende Unternehmen des RWE-Konzerns. Hierbei handelt es sich um die Georgsmarienhütte Holding GmbH und die RGM Gebäudemanagement GmbH. RWE-Konzernunternehmen haben für diese Gesellschaften im ersten Halbjahr 2011 Lieferungen und Leistungen in Höhe von 7,1 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 4,9 Mio. €) erbracht und haben von ihnen Lieferungen und Leistungen in Höhe von 1,4 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 1,1 Mio. €) erhalten. Zum 30. Juni 2011 bestanden Forderungen in Höhe von 1,1 Mio. € (31.12.2010: 0,8 Mio. €) und Verbindlichkeiten in Höhe von 0,7 Mio. € (31.12.2010: 0,5 Mio. €) gegenüber den genannten Gesellschaften. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betreffen im Wesentlichen einen Netznutzungsvertrag mit einem Jahresvolumen von 5,3 Mio. €. Sämtliche Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden; die Geschäftsbeziehungen unterscheiden sich nicht von denen mit anderen Unternehmen.

## Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Lagebericht.

# BESCHEINIGUNG NACH PRÜFERISCHER DURCHSICHT

## An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Gewinn- und Verlustrechnung und Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen, Bilanz, Kapitalflussrechnung, Veränderung des Eigenkapitals sowie ausgewählten erläuternden Anhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der RWE Aktiengesellschaft, Essen, für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. Juni 2011, die Bestandteile des Halbjahresfinanzberichts nach § 37w WpHG sind, einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, eine Bescheinigung zu dem verkürzten Konzernzwischenabschluss und dem Konzernzwischenlagebericht auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht abzugeben.

Wir haben die prüferische Durchsicht des verkürzten Konzernzwischenabschlusses und des Konzernzwischenlageberichts unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze für die prüferische Durchsicht von Abschlüssen unter ergänzender Beachtung des International Standard on Review Engagements „Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity“ (ISRE 2410) vorgenommen. Danach ist die prüferische Durchsicht so zu planen und durchzuführen, dass wir bei kritischer Würdigung mit einer gewissen Sicherheit ausschließen können, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der

Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind. Eine prüferische Durchsicht beschränkt sich in erster Linie auf Befragungen von Mitarbeitern der Gesellschaft und auf analytische Beurteilungen und bietet deshalb nicht die durch eine Abschlussprüfung erreichbare Sicherheit. Da wir auftragsgemäß keine Abschlussprüfung vorgenommen haben, können wir einen Bestätigungsvermerk nicht erteilen.

Auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Annahme veranlassen, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind.

Essen, den 8. August 2011

PricewaterhouseCoopers  
Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Manfred Wiegand  
Wirtschaftsprüfer

Markus Dittmann  
Wirtschaftsprüfer

## AUFSICHTSRAT

**Dr. Manfred Schneider**  
Vorsitzender

**Frank Bsirske**  
Stellvertretender Vorsitzender

**Dr. Paul Achleitner**

**Werner Bischoff**

**Carl-Ludwig von Boehm-Bezing**

**Heinz Büchel**

**Dieter Faust**

**Roger Graef**  
- seit 20. April 2011 -

**Andreas Henrich**  
- bis 20. April 2011 -

**Manfred Holz**  
- seit 20. April 2011 -

**Frithjof Kühn**

**Hans Peter Lafos**

**Dr. Gerhard Langemeyer**  
- bis 20. April 2011 -

**Christine Merkamp**  
- seit 20. April 2011 -

**Dagmar Mühlenfeld**

**Dr. Wolfgang Reiniger**  
- bis 20. April 2011 -

**Günter Reppien**  
- bis 20. April 2011 -

**Dagmar Schmeer**

**Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz**

**Dr. Wolfgang Schüssel**

**Ullrich Sierau**  
- seit 20. April 2011 -

**Uwe Tigges**

**Manfred Weber**

**Dr. Dieter Zetsche**

## VORSTAND

**Dr. Jürgen Großmann**  
Vorsitzender

**Dr. Leonhard Birnbaum**

**Alwin Fitting**

**Dr. Rolf Pohlig**

**Dr. Rolf Martin Schmitz**

Stand: 8. August 2011

## FINANZKALENDER 2011/2012

10. November 2011	Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2011
6. März 2012	Bericht über das Geschäftsjahr 2011
19. April 2012	Hauptversammlung
20. April 2012	Dividendenzahlung
10. Mai 2012	Zwischenbericht über das erste Quartal 2012
14. August 2012	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2012
14. November 2012	Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2012

Der Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2011 ist am 9. August 2011 veröffentlicht worden.

Die Hauptversammlung und alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten werden live im Internet übertragen. Aufzeichnungen der Internetübertragungen sind mindestens zwölf Monate abrufbar.



**RWE Aktiengesellschaft**

Opernplatz 1  
45128 Essen

T +49 201 12-00  
F +49 201 12-15199  
I [www.rwe.com](http://www.rwe.com)

**Investor Relations**

T +49 201 12-15025  
F +49 201 12-15265  
E [invest@rwe.com](mailto:invest@rwe.com)

Für Privatanleger steht auch unsere  
Investor Relations Hotline zur Verfügung:

T +49 1801 451280