GESCHÄFTSBERICHT 2011

VORWEG GEHEN UND IMMER WIEDER NEUE KAPITEL AUFSCHLAGEN.

ECKDATEN 2011 AUF EINEN BLICK.

- Hohe Ergebnisbelastung durch beschleunigten Kernenergieausstieg in Deutschland
- Betriebliches Ergebnis: 5,8 Mrd. €
- Dividendenvorschlag: 2,00 € je Aktie
- Erste Maßnahmen zur Stärkung der Finanzkraft umgesetzt
- Prognose 2012: Betriebliches Ergebnis trotz Desinvestitionen auf Vorjahreshöhe

RWE-Konzern		2011	2010	+/– in %
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	294,6	311,2	–5,3
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	322,2	395,4	–18,5
Außenumsatz	Mio. €	51.686	53.320	–3,1
EBITDA	Mio. €	8.460	10.256	–17,5
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	5.814	7.681	–24,3
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	3.024	4.978	–39,3
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.806	3.308	–45,4
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	2.479	3.752	–33,9
Return on Capital Employed (ROCE)	%	10,9	14,4	-
Kapitalkosten vor Steuern	%	8,5	9,0	-
Wertbeitrag	Mio. €	1.286	2.876	–55,3
Betriebliches Vermögen (Capital Employed)	Mio. €	53.279	53.386	–0,2
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	5.510	5.500	0,2
Investitionen	Mio. €	7.072	6.643	6,5
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	6.353	6.379	–0,4
In Finanzanlagen	Mio. €	719	264	172,3
Free Cash Flow	Mio. €	–843	–879	4,1
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	538.971	533.559	1,0
Ergebnis je Aktie	€	3,35	6,20	–46,0
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	4,60	7,03	–34,6
Dividende je Aktie	€	2,00[1]	3,50	–42,9
		31.12.11	31.12.10	
Nettoschulden des RWE-Konzerns	Mio. €	29.948	28.964	3,4
Mitarbeiter[2]		72.068	70.856	1,7

1 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2011 der RWE AG, vorbehaltlich der Zustimmung durch die Hauptversammlung am 19. April 2012
2 Umgerechnet in Vollzeitstellen

WAS WIR TUN.

RWE zählt zu den fünf führenden Strom- und Gasanbietern in Europa. Mit unserem Know-how bei der Förderung von Öl, Gas und Braunkohle, dem Bau und Betrieb von konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken, dem Handel mit Commodities sowie dem Transport und der Vermarktung von Strom und Gas sind wir auf allen Wertschöpfungsstufen des Energiesektors tätig. Rund 72.000 Mitarbeiter versorgen über unsere vollkonsolidierten Beteiligungsgesellschaften fast 17 Millionen Kunden mit Strom und nahezu 8 Millionen Kunden mit Gas. Im Geschäftsjahr 2011 haben wir einen Umsatz von knapp 52 Mrd. € erwirtschaftet.

Unser Markt ist Europa. RWE ist die Nr. 1 unter den Stromerzeugern in Deutschland, die Nr. 2 in den Niederlanden und die Nr. 3 in Großbritannien. Unsere Position in Zentralost- und Südosteuropa bauen wir kontinuierlich aus.

Die wichtigste Grundlage für künftige Ergebnisse sind unser Kraftwerksportfolio und unser Investitionsprogramm zum Bau hoch effizienter, klimaschonender und flexibler Erzeugungskapazitäten. Dafür setzen wir jedes Jahr Milliardenbeträge ein. Auf dem Gebiet der Offshore-Windkraft sind wir bereits einer der größten Investoren in Europa. Unsere führende Position im Energiehandel hilft uns, unsere Kraftwerke optimal im Markt einzusetzen. Mit neuen Produkten für Haushalte, Gewerbe und Industrie stellen wir uns auf veränderte Bedürfnisse unserer Kunden ein. Auch für sie spielen Klimaschutz und Energieeffizienz eine immer größere Rolle.

Wir bewegen uns in einem dynamischen Marktumfeld, das geprägt ist von starken Preisschwankungen, sich wandelnden Strukturen, ehrgeizigen Klimaschutzzielen und verstärkten regulatorischen Eingriffen durch die Politik. Unsere Antwort darauf ist eine Unternehmensstrategie mit dreifacher Ausrichtung: RWE wird nachhaltiger, internationaler, robuster.

STROM UND GAS: RWE BIETET ALLES AUS EINER HAND.

DER RWE-KONZERN

WIE WIR UNS ORGANISIERT HABEN.

RWE AG

Deutschland		Niederlande/ Belgien	Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/Gas Midstream
Strom-erzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze						
RWE Power	RWE Deutschland	Essent	RWE npower	RWE East	RWE Innogy	RWE Dea	RWE Supply & Trading

NET4GAS
Gasfernleitungsnetzbetreiber in Tschechien
(unternehmerisch eigenständig)

Interne Dienstleister
RWE Consulting
RWE IT
RWE Service
RWE Technology

INTELLIGENTE ENERGIE IST INNOVATIVES DENKEN UND VORAUSSCHAUENDES HANDELN.

Energie treibt unser Leben an. Durch sie sind wir mobil, produktiv und vernetzt. Aber Energie ist auch knapp – und ihr Preis steigt. Für Unternehmen und Haushalte bedeutet das: Energie sparsamer einzusetzen zahlt sich aus. Und wenn dies intelligent geschieht, müssen keine Abstriche bei Wachstum oder Lebensqualität gemacht werden.

Für uns als einen der führenden europäischen Versorger ist die effiziente Nutzung von Energie Kern des Geschäftsmodells. In der Stromproduktion verbessern wir uns ständig, um Rohstoffverbrauch und Emissionen zu senken. Doch unser Blick geht über die Werkstore hinaus: Auch unsere Kunden sollen von den Möglichkeiten eines effizienteren Energieeinsatzes profitieren.

Mit innovativen Produkten und Dienstleistungen unterstützen wir Haushalte und Unternehmen dabei, Kosten zu sparen und die Umwelt zu schonen. Von der Elektromobilität bis hin zur Hausautomatisierung – wir gehen das Thema Energieeffizienz in seiner ganzen Bandbreite an und setzen neue Produktstandards.

Liebe Leserinnen und Leser, schlagen Sie mit uns neue Kapitel auf und überzeugen Sie sich selbst von den Vorteilen intelligenter Energie!

VORWEG GEHEN MIT
INTELLIGENTER ENERGIE

› www.vorweggehen.de

Früher kannte der Strom nur eine Richtung, nämlich vom Kraftwerk zum Kunden. Doch die Verkehrslage auf den früheren Einbahnstraßen ist komplexer geworden: Eine Vielzahl kleiner Solaranlagen und Windräder speisen Strom dezentral ins Netz ein. Und das unregelmäßig – je nach Wetterlage und Tageszeit. An den Netzbetrieb werden damit ganz neue Anforderungen gestellt.

Mit dem Projekt Smart Country im Landkreis Bitburg-Prüm demonstriert RWE, welche Vorteile es hat, wenn man gut vernetzt ist. Dank einer ausgeklügelten Steuerung kann Strom an vielen verschiedenen

INTELLIGENTE ENERGIE KANN IN ALLE RICHTUNGEN FLIESSEN.

Punkten entnommen und eingespeist werden. Doch damit nicht genug: Eine Biogasanlage sorgt in Kombination mit einem Gasspeicher dafür, dass das Stromangebot flexibel an die Nachfrage angepasst werden kann.

Smart Country belegt: Erneuerbare Energien allein stoßen an Grenzen. Gemeinsam mit intelligenten Netzen und Stromspeichern aber können sie ein erfolgreiches Trio bilden.

Wem der Wind ins Gesicht bläst, der spürt, wie viel Energie darin steckt. Dies gilt besonders auf hoher See: Dort weht der Wind nicht nur kräftig, sondern auch gleichmäßiger als an Land. Windräder im Meer haben einen weiteren Vorteil: Sie stören keine Anwohner.

RWE betreibt derzeit Windkraftanlagen mit fast 1.800 Megawatt Gesamtleistung. Davon entfallen schon heute 150 Megawatt auf Offshore-Anlagen, also Windparks im Meer. In den kommenden Jahren wird sich deren Kapazität vervielfachen. Bis 2015 wollen wir vier große Windparks fertigstellen: zwei vor der

INTELLIGENTE ENERGIE NIMMT CO_2 DEN WIND AUS DEN SEGELN.

britischen Küste, einen vor Belgien und einen nördlich von Helgoland. Rechnet man die Anteile unserer Projektpartner heraus, steigt dadurch unsere Offshore-Windkraftkapazität auf über 1.100 Megawatt. Der Strom, den wir damit produzieren können, reicht aus, um alle Haushalte einer Stadt wie Hamburg zu versorgen.

So viel zusätzliche Energie hat allerdings ihren Preis. Für die Windparks setzen wir über drei Milliarden Euro ein. Gut investiertes Geld, wie wir glauben. Denn damit stellen wir die Stromversorgung auf ein breiteres Fundament – und nehmen CO_2 den Wind aus den Segeln.

INTELLIGENTE ENERGIE IST DER SCHLÜSSEL ZUR MOBILITÄT VON MORGEN.

Strom ist die Energieform der Zukunft – auch wenn es darum geht, Pferdestärke auf die Straße zu bringen. Elektroautos sind leise und fahren mit Ökostrom nahezu CO_2-frei. Auch in puncto Feinstaub oder Stickoxide sind sie klar im Vorteil. Sie können in Zukunft sogar einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Denn Elektroautos sind kleine Stromspeicher, die vom Netzbetreiber angezapft werden können, wenn Energie knapp ist.

RWE hat bereits vor drei Jahren mit dem flächendeckenden Aufbau von „Strom-Tankstellen“ begonnen. Unsere über 1.000 Ladepunkte in Deutschland haben eine ausgefeilte Technik: Sie erkennen den Kunden und rechnen die Kosten für die Tankfüllung automatisch ab. Die Autos können so bequem und bargeldlos geladen werden, ob zu Hause, am Arbeitsplatz oder im Einkaufszentrum.

Mit unserem Produkt „RWE ePower Basic“ bieten wir auch den passenden Treibstoff an – für Mobilität, die das Klima schont und Spaß macht.

Stellen Sie sich vor, Sie kommen nach Hause und die Heizung ist schon an – weil Sie sie von unterwegs angestellt haben. Und Sie müssen nicht im Dunkeln den Lichtschalter suchen, weil das Licht bereits brennt. Mit RWE SmartHome ist das keine Vision mehr, sondern einfach nur modernes Wohnen.

RWE SmartHome bietet ihnen die Möglichkeit, Licht, Heizung und Hausgeräte vom PC aus oder mit dem Smartphone zu steuern. Die dafür nötige Nachrüstung Ihrer Wohnräume ist kinderleicht. Ein verschlüsseltes

INTELLIGENTE ENERGIE IST, WENN DER ALTE LICHTSCHALTER AUSGEDIENT HAT.

Funknetz verbindet Haushaltsgeräte Ihrer Wahl mit einer zentralen Steuereinheit für Ihre Wohnung. Neben Licht und Heizung lassen sich auch Sensoren für Türen und Fenster sowie Rauch- und Bewegungsmelder ins SmartHome-Paket von RWE integrieren.

So macht intelligente Energie das Wohnen komfortabler, sicherer und kostengünstiger. Drei wirklich gute Argumente für RWE SmartHome.

INTELLIGENTE ENERGIE IST SCHNELL UND FLEXIBEL.

Immer mehr Strom stammt aus erneuerbaren Quellen. Für das Klima ist das gut, für das Netzmanagement aber eine große Herausforderung. Wann der Wind weht und die Sonne scheint, richtet sich nicht danach, wann Strom gebraucht wird. Angesichts geringer Speicherpotenziale stellt sich die Frage: Wie stellen wir sicher, dass Angebot und Nachfrage auch künftig zu jeder Zeit im Gleichgewicht sind?

Eine Lösung sind Kraftwerke, die ihre Auslastung im Minutentempo anpassen können. Kurzum: „Sprinter“ sind gefragt, die mal schnell in die Pedale treten und mal gar nicht. So wie unser neues Gaskraftwerk in Lingen. Die Anlage ist perfekt ausgelegt für solche Etappensprints. Durch ihre Anbindung an fünf verschiedene Gasnetze und eine Speicher-Pipeline ist überdies sichergestellt, dass ihr der Brennstoff nicht ausgeht.

Es mag paradox klingen, aber konventionelle Kraftwerke wie in Lingen sind die Basis für den Ausbau der erneuerbaren Energien – weil sie flink und zuverlässig sind.

Heute geht Wäschewaschen so: Sie füllen die Maschine, drücken den Startknopf und die Wäschetrommel setzt sich in Bewegung. In der Energiewelt von morgen tut sich nach dem Knopfdruck oft erstmal gar nichts. Denn Energie ist in diesem Augenblick zu teuer. Erst Stunden später startet die Maschine – und nutzt einen kurzfristigen Preisrückgang im Stromhandel.

INTELLIGENTE ENERGIE STARTET DEN WASCHGANG, WENN STROM GÜNSTIG IST.

Für etwa 100 Haushalte in Mülheim an der Ruhr ist das keine Zukunftsmusik mehr. Sie gehören zu den Teilnehmern eines RWE-Feldtests, bei dem Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen der neuen Generation zum Einsatz kommen. Die Geräte starten ferngesteuert genau dann, wenn Strom besonders günstig ist.

Vorteil für uns: Wir gewinnen durch den Feldtest wichtige Erkenntnisse zu Funktionsfähigkeit und Akzeptanz der neuen Technologie. Vorteil für die teilnehmenden Haushalte: Sie können die hochmodernen Geräte behalten – und damit langfristig Geld sparen.

WIR HABEN IHR INTERESSE AN INTELLIGENTER ENERGIE GEWECKT?

Dann besuchen Sie uns auf

› www.vorweggehen.de

INHALT

voRWEggehen mit intelligenter Energie. 1

An unsere Investoren
Brief des Vorstandsvorsitzenden 16
Der RWE-Vorstand 20
2011 in Kürze 22
RWE am Kapitalmarkt 24

1.0 Lagebericht 29
1.1 Strategie 30
1.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen 36
1.3 Politische Rahmenbedingungen 43
1.4 Wesentliche Ereignisse 46
1.5 Erläuterung der Segmente 49
1.6 Geschäftsentwicklung 51
1.7 Finanz- und Vermögenslage 73
1.8 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding) 78
1.9 Übernahmerechtliche Angaben 80
1.10 Innovation 83
1.11 Entwicklung der Risiken und Chancen inkl. Bericht zum internen Kontroll- und Risikomanagementsystem 87
1.12 Prognosebericht 96

2.0 Unsere Verantwortung 101
2.1 Bericht des Aufsichtsrats 102
2.2 Corporate Governance 106
2.3 Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts) 109
2.4 Mitarbeiter 116
2.5 Nachhaltigkeit 118

3.0 Versicherung der gesetzlichen Vertreter 124

4.0 Konzernabschluss 125
4.1 Gewinn- und Verlustrechnung 126
4.2 Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen 127
4.3 Bilanz 128
4.4 Kapitalflussrechnung 129
4.5 Veränderung des Eigenkapitals 130
4.6 Anhang 131
4.7 Organe (Teil des Anhangs) 191
4.8 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs) 196
4.9 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers 224

Weitere Informationen
Organigramm des RWE-Konzerns 226
Glossar 227
Schlagwortverzeichnis 230
Impressum 231

Fünfjahresübersicht
Finanzkalender 2012/2013

Ein ausklappbares Inhaltsverzeichnis finden Sie im hinteren Umschlag.

BRIEF DES VORSTANDSVORSITZENDEN

Liebe Investoren und Freunde des Unternehmens,

als ich im Jahr 2008 das erste Mal in einem RWE-Geschäftsbericht an Sie geschrieben habe, kannte ich die Energiebranche noch vorwiegend aus der Perspektive des Kunden. Mir war aber bewusst, welch herausfordernde Zeiten vor RWE lagen – vor allem beim Klimaschutz. Damals gab ich Ihnen das Versprechen, dass wir die Zukunft der Energieversorgung in vorderster Reihe mitgestalten würden. Heute, vier Jahre später und wenige Monate vor Ablauf meiner Tätigkeit bei RWE, glaube ich sagen zu können, dass wir diesem Anspruch gerecht geworden sind. Wir haben den Umbruch im Energiesektor nicht abgewartet, sondern sind vorweg gegangen – mit dem größten Investitionsprogramm in der Geschichte des Unternehmens. Insgesamt 23 Mrd. € hat RWE bereits dafür eingesetzt. Ein Großteil der Investitionen diente dazu, unsere Stromerzeugung ressourcenschonender und klimafreundlicher zu machen. Die Früchte dieser Investitionen ernten wir jetzt: Von den insgesamt neun hochmodernen Gas- oder Kohlekraftwerken aus unserem Neubauprogramm sind bereits vier am Netz. Diese Anlagen nehmen den Platz von alten, emissionsintensiven Kraftwerken ein. Für das Klima ein echter Gewinn, denn damit sparen wir viele Millionen Tonnen Kohlendioxid – pro Jahr!

Doch damit nicht genug. RWE zählt heute zu den weltweit größten Investoren auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien. Die Basis dafür haben wir Anfang 2008 mit der Gründung der RWE Innogy geschaffen. Bis 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien an unserer Erzeugungskapazität auf mindestens 20 % steigen. Nicht zu vergessen unsere Netzinvestitionen von jährlich über 800 Mio. € allein in Deutschland, mit denen wir sicherstellen, dass die Versorgung mit Strom und Gas zuverlässig bleibt. Die Beispiele verdeutlichen: RWE ist ein Macher, der die Energiewelt von morgen gestaltet. Politiker setzen Ziele – wir arbeiten daran, dass sie erreicht werden können.

In meinem ersten Brief an dieser Stelle habe ich auch auf die Dynamik hingewiesen, mit der sich die Welt in unserer Branche verändert. Und ich muss zugeben: Ich habe diese Dynamik noch unterschätzt. Niemand konnte vorausahnen, welch gewaltige Belastungen auf uns zukommen würden. Bestes Beispiel: die Energiewende im vergangenen Jahr. Natürlich habe ich volles Verständnis dafür, wenn die Menschen nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima Kernenergie kritischer bewerten. Dass Deutschland auf einen Schlag 40 % der Kernkraftkapazität vom Netz nimmt, trägt allerdings wenig zur Sicherheit bei, sondern eher zur Unsicherheit – der Stromversorgung. Das wurde gerade in den kalten Februartagen deutlich. Um Stromausfälle zu verhindern, mussten die Übertragungsnetzbetreiber sogar auf ein altes Ölkraftwerk in Österreich zurückgreifen. Aber auch Sie, die Eigentümer von RWE, sind vom beschleunigten Kernenergieausstieg betroffen: Die Belastungen daraus summierten sich für das Unternehmen allein im vergangenen Jahr auf über 1 Mrd. €.

Von zwei weiteren unerwarteten Entwicklungen habe ich Ihnen schon im vergangenen Jahr berichtet. Ich möchte sie trotzdem nicht unerwähnt lassen. Schauen wir zunächst auf die Ertragslage unserer Steinkohle- und Gaskraftwerke. Sie hat sich zuletzt deutlich verschlechtert. Ein Grund dafür ist das explosive Wachstum der hoch subventionierten deutschen Solarstromkapazitäten. Sie haben sich seit Anfang 2010 um 150 % erhöht und kommen inzwischen auf mehr als das Doppelte der Nennleistung aller verbliebenen neun Kernkraftwerke. Die Solaranlagen speisen Strom schwerpunktmäßig zu Spitzenlastzeiten ins Netz ein. Da erneuerbare Energien Vorfahrt haben, müssen dann vor allem besagte Steinkohle- und Gaskraftwerke zurückstecken. Man mag einwenden, dass mehr Solarstrom doch wünschenswert sei. Aber das ist nur die eine Seite der Medaille. Die andere ist, dass ein durchschnittlicher Januartag in Deutschland nicht einmal zwei Sonnenstunden hat. Aber: Wer sorgt für Strom, wenn es dunkel ist? Und wer sorgt für Strom, wenn kein Wind weht? Die Antwort: Genau jene Steinkohle- und Gaskraftwerke, deren Rentabilität zunehmend unter Druck gerät. So ergibt sich ein widersprüchliches Bild: Zu bestimmten Zeiten haben wir gewaltige Überkapazitäten am deutschen Strommarkt – und dann wieder große Knappheit. Keine einfache Situation, vor allem nicht für jene, die mit ihrer Reservearmee aus fossil befeuerten Kraftwerken dafür sorgen, dass Strom immer da ist, wenn wir ihn brauchen, unabhängig vom Wetter oder der Tageszeit.

Ebenso wenig voraussehbar war die Entkopplung der Gaspreise vom Ölpreis. Jahrzehntelang folgte das deutsche Gasgeschäft festen Spielregeln, die uns halfen, die Versorgung unserer Kunden zu garantieren. Wie unsere Wettbewerber deckten wir uns bei großen Produzenten wie Statoil oder Gazprom ein, und zwar auf Basis von Langfristverträgen mit Ölpreisbindung. Diese Verträge gibt es auch heute noch. Allerdings wird Gas zunehmend an liquiden Märkten gehandelt, auf denen Öl keinen unmittelbaren Preiseinfluss hat. Das Angebot an diesen Märkten hat sich seit 2009 stark erhöht. Ein Grund ist die vermehrte Förderung von Schiefergas in den USA. Folge: Die Preise im Gashandel liegen seit 2009 deutlich unter denen in ölmarktabhängigen Bezugsverträgen. Deshalb können wir im Gasvertrieb teilweise nicht mehr unsere Einkaufskosten decken. Das zeigt sich in erheblichen Ergebnisbelastungen im Gas-Midstream-Geschäft der RWE Supply & Trading. Aber wir haben frühzeitig gegengesteuert und Verhandlungen mit unseren Gaslieferanten aufgenommen. Ich bin zuversichtlich, dass wir gute Lösungen finden. Allerdings ist dies ein langwieriger Prozess, der Geduld erfordert.

Dass ich auf all diese Entwicklungen noch einmal ausführlich eingehe, hat vor allem einen Grund: Sie spiegeln sich in den Konzernzahlen für 2011 wider: RWE hat mit einem betrieblichen Ergebnis von 5,8 Mrd. € abgeschlossen. Das sind 24 % weniger als im Vorjahr. Unser nachhaltiges Nettoergebnis ist um 34 % auf 2,5 Mrd. € gesunken. Ertragsrückgänge in dieser Größenordnung hatten wir Ihnen im August 2011 prognostiziert. Ebenfalls im August haben wir Ihnen ein Paket von Maßnahmen vorgestellt, mit denen wir RWE auch in stürmischer See auf Erfolgskurs halten wollen. Die Maßnahmen wurden bereits in Teilen umgesetzt oder weiterentwickelt. Sie lassen sich in vier Kategorien fassen:

- Stärkung des Eigenkapitals: Hier haben wir den größten Schritt bereits getan. Im Dezember 2011 platzierten wir neue und im Eigenbestand gehaltene Aktien am Kapitalmarkt im Gesamtwert von 2,1 Mrd. €. Die Kapitalerhöhung war überschattet von heftigen Börsenturbulenzen infolge der Staatsfinanzkrise im Euroraum. Trotzdem sind wir mit dem Emissionserlös

zufrieden. Darüber hinaus haben wir eine zweite Hybridanleihe begeben. Dabei handelt es sich um eine Mischform aus Fremd- und Eigenkapital – mit entsprechenden Vorteilen für unser Kreditrating. Sofern das Marktumfeld es erlaubt, werden wir daher weitere Hybridemissionen vornehmen.

- Desinvestitionen: Einen weiteren Beitrag zur Sicherung unseres guten Ratings wollen wir mit der Veräußerung von Geschäftsteilen leisten. Ganz oben auf der Verkaufsliste stehen Aktivitäten, die mit hohen Investitionen verbunden sind und erst in einigen Jahren zum Ergebnis beitragen. Dies trifft u.a. auf Wachstumsprojekte der RWE Dea zu. Wir führen dazu bereits Gespräche mit Kaufinteressenten. RWE Dea selbst steht aber nicht zum Verkauf. Trennen wollen wir uns vom tschechischen Ferngasnetzbetreiber NET4GAS, unserer Beteiligung an Berlinwasser, ausgewählten Kraftwerkskapazitäten und einigen deutschen Vertriebs- und Netzaktivitäten. Abschließen konnten wir im vergangenen Geschäftsjahr bereits die Verkäufe von Thyssengas, der Mehrheit an Amprion und einer Minderheitsbeteiligung an einem Steinkohlekraftwerk in Rostock. Bei den noch ausstehenden Desinvestitionen peilen wir ein Volumen von bis zu 7 Mrd. € an. Das ist eine gute Nachricht, denn noch vor einem halben Jahr hatten wir umfangreichere Desinvestitionen für erforderlich gehalten.

- Effizienzsteigerungen: Sie kennen unser laufendes Programm. Wir wollen mit Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung gegenüber 2006 einen jährlichen Ergebnisbeitrag erwirtschaften, der sich bis 2012 schrittweise auf insgesamt 1,5 Mrd. € erhöht. Wir kamen hier bislang schneller voran als geplant und biegen nun mit deutlichem Vorsprung in die Zielgerade ein. Und: Hinter der Ziellinie werden wir uns nicht ausruhen, sondern gleich ein neues Programm starten. Bis Ende 2014 wollen wir gegenüber 2012 zusätzliches Ergebnispotenzial von 1 Mrd. € heben. Einen Teil der Maßnahmen haben wir bereits angestoßen. Ich bin optimistisch, dass das Programm im Einvernehmen mit der Belegschaft zügig umgesetzt werden kann.

- Straffung des Investitionsbudgets: Mit Sachinvestitionen von jeweils 6,4 Mrd. € haben wir 2010 und 2011 den Scheitelpunkt unseres Rekord-Investitionsprogramms erreicht. Für den Dreijahreszeitraum bis 2014 planen wir nunmehr ein Gesamtvolumen von rund 16 Mrd. €. Etwa die Hälfte der Mittel ist für Wachstumsprojekte reserviert. Neben der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wollen wir auch unsere Öl- und Gasförderung ausbauen. Von den national aufgestellten Unternehmensbereichen bietet vor allem Zentralost-/Südosteuropa Wachstumspotenzial. Hier können wir uns Kraftwerksprojekte vorstellen, aber auch den Bau von Windparks. Nicht zu vergessen: Bis 2014 laufen auch noch die Arbeiten an unserem Kraftwerksneubauprogramm. Nach seinem Abschluss – also spätestens 2015 – werden wir unsere Ausgaben für Investitionen danach ausrichten, wie viel vom operativen Cash Flow abzüglich der Dividende übrig bleibt. Das heißt, wir geben nicht mehr aus, als wir mit den erwirtschafteten Zahlungszuflüssen finanzieren können. An unserer Ausschüttungsquote von 50 bis 60 % des nachhaltigen Nettoergebnisses halten wir dabei fest.

Mit den beschriebenen Maßnahmen schaffen wir die Voraussetzungen dafür, dass wir zügig aus der Talsohle herauskommen. Außerdem profitieren wir davon, dass wir uns nicht erst seit 2011 für ein raues Marktumfeld rüsten. Verwiesen sei hier auf unsere Reorganisationen von 2009 und 2010, mit denen wir uns schlanker und flexibler aufgestellt, Doppelfunktionen abgebaut und wichtige Aufgaben – u.a. Forschung & Entwicklung – gebündelt haben. Viele dieser Maßnahmen wirken sich auch heute positiv auf die Ertragslage aus. Diese dürfte sich schon im laufenden Jahr stabilisieren: Beim Ergebnis vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen – kurz: EBITDA – und beim betrieblichen Ergebnis rechnen wir mit einem Abschluss auf Vorjahreshöhe. Gleiches gilt für das nachhaltige Nettoergebnis, an dem sich Ihre Dividende orientiert. Das ist eine gute Nachricht, weil wir den Wegfall von Ergebnisbeiträgen verkaufter Aktivitäten voraussichtlich ausgleichen können. So gesehen, werden wir 2012 bereits erste Höhenmeter zurücklegen.

Dass wir voraussichtlich auch 2013 an das Ergebnis von 2011 anknüpfen können, ist eine noch bessere Nachricht. Vor allem angesichts der Tatsache, dass wir dann keine kostenfreien Zuteilungen von CO_2-Emissionsrechten mehr erhalten. Außerdem werden im Zuge unseres Desinvestitionsprogramms weitere Ergebnisbeiträge wegfallen. Wir sind zuversichtlich, dies kompensieren zu können. Unser betriebliches Ergebnis und unser nachhaltiges Nettoergebnis dürften damit erneut in der Größenordnung von 2011 liegen. Beim EBITDA könnte es sogar steiler bergauf gehen. Wir rechnen hier mit einem Wert um 9 Mrd. €.

Was bedeutet das für Sie, unsere Aktionäre? Trotz eines turbulenten Marktumfelds mit den beschriebenen Belastungen bietet Ihnen RWE in den kommenden Jahren die Chance auf eine attraktive Dividende. Zugegeben: Unser Dividendenvorschlag für die diesjährige Hauptversammlung in Höhe von 2 € je Aktie liegt aufgrund der jüngsten Ergebnisentwicklung weit unter der Ausschüttung vom Vorjahr. Allerdings ist hiermit aus heutiger Sicht der Boden erreicht. Legt man den Jahresschlusskurs unserer Stammaktie zugrunde, beträgt die Dividendenrendite 7,4 %. Damit gehören wir zur Spitzengruppe im DAX.

Liebe Investoren, im vergangenen Jahr habe ich an dieser Stelle um Ihr Vertrauen geworben. Ich habe Ihnen erläutert, wie wir uns für schweren Seegang rüsten. Wir liegen gut auf Kurs – auch personell: Mit Peter Terium, der zur Jahresmitte das Steuer übernimmt, hat RWE einen international erfahrenen Manager aus den eigenen Reihen für meine Nachfolge gewinnen können. Ich bin mir sicher, dass das Unternehmen bei ihm in guten Händen ist, ebenso wie bei den Kollegen im Vorstand und bei den rund 72.000 Mitarbeitern.

Ebenfalls in guten Händen ist die Energieversorgung – bei RWE. Wir stehen als Partner der Energiewende bereit, indem wir Kurs halten auf erneuerbare Energien, effiziente Gas- und Kohlekraftwerke und eine leistungsfähigere Netzinfrastruktur. Gefordert ist aber auch die Politik, denn viel mehr als ambitionierte Ziele benötigen wir Eisbrecher, die Wege frei räumen, damit notwendige Infrastrukturprojekte umgesetzt werden können. Und wir brauchen die Akzeptanz der Bevölkerung. Alle müssen an Bord: Auch die Bürger, in deren Nachbarschaft neue Stromtrassen entstehen. Schließlich bedarf es einer engeren europäischen Zusammenarbeit, denn nationale Alleingänge sind nicht nur ineffizient, sondern bergen auch gefährliche Klippen in puncto Versorgungssicherheit.

An RWE wird die Energiewende nicht scheitern – trotz der enormen Herausforderungen, die vor uns liegen. Den guten Segler erkennt man im Sturm. RWE ist ein hochseetüchtiges Schiff mit einer starken Mannschaft, die Ihr Vertrauen verdient. In viereinhalb Jahren an Bord konnte ich mich selbst davon überzeugen – und daran mitwirken, dass das so bleibt. Um so mehr freue ich mich, wenn RWE auch weiterhin auf Ihre Unterstützung zählen kann.

Mit freundlichem Gruß

Dr. Jürgen Großmann
Vorstandsvorsitzender der RWE AG

Essen, 17. Februar 2012

Alwin Fitting
Personalvorstand

Dr. Jürgen Großmann
Vorstandsvorsitzender

Dr. Rolf Martin Schmitz
Vorstand Operative Steuerung

Peter Terium
Stellvertretender Vorstandsvorsitzender

Dr. Rolf Pohlig
Finanzvorstand

Dr. Leonhard Birnbaum
Vorstand Kommerzielle Steuerung

2011 IN KÜRZE

FEBRUAR

RWE schließt Verkauf von Thyssengas ab

Damit trennen wir uns von unserem deutschen Gasfernleitungsnetz. Käufer sind Infrastrukturfonds, die vom australischen Finanzdienstleister Macquarie verwaltet werden. Ebenfalls im Februar geben wir unsere Minderheitsbeteiligung an einem Rostocker Steinkohlekraftwerk an RheinEnergie ab.

MÄRZ

Bundesregierung verhängt Betriebsstopp für acht Kernkraftwerke nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima

Das sogenannte Kernenergiemoratorium ist auf drei Monate befristet. Allerdings führt eine spätere Anpassung des Atomgesetzes zum endgültigen Betriebsstopp für die betroffenen Anlagen, darunter unsere Blöcke Biblis A und B. Gegen das Moratorium reichen wir Anfang April Klage beim Verwaltungsgerichtshof in Kassel ein. Dabei machen wir geltend, dass Biblis alle geltenden Sicherheitsanforderungen erfüllt hat.

APRIL

Grundstein für Gaskraftwerk in der Türkei gelegt

Die Anlage entsteht in Denizli im Westen des Landes. Sie soll über 775 Megawatt Nettoleistung verfügen und Ende 2012 ans Netz gehen. Miteigentümer ist das türkische Energieunternehmen Turcas, das 30 % an dem Kraftwerk hält. Das Investitionsvolumen wird auf 0,5 Mrd. € veranschlagt.

MAI

Holzpelletfabrik in Georgia nimmt Betrieb auf

Sie zählt zu den größten und modernsten weltweit. Ihre Produktionskapazität beträgt 750.000 Tonnen pro Jahr. Die Holzpellets aus Georgia werden u.a. in unserem niederländischen Steinkohlekraftwerk Amer mitverbrannt.

JUNI

Bundestag beschließt vorzeitigen Kernenergieausstieg

Die vom Bundestag verabschiedete 13. Atomgesetznovelle macht die im Vorjahr beschlossene Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke rückgängig. Die acht vom Kernenergiemoratorium betroffenen Anlagen dürfen nicht mehr betrieben werden. Für die übrigen neun deutschen Kernkraftwerke werden spätestmögliche Abschalttermine festgelegt. Unsere drei verbliebenen Blöcke müssen Ende 2017 (Gundremmingen B), Ende 2021 (Gundremmingen C) und Ende 2022 (Emsland) vom Netz.

JULI

Bahn frei für Strom aus Wasserkraft von RWE

Im Juli schließen wir einen Stromliefervertrag mit der Deutschen Bahn. Wir werden dem Unternehmen rund 900 Millionen Kilowattstunden pro Jahr bereitstellen. Der Strom stammt aus unseren deutschen Wasserkraftwerken. Er reicht aus, um rund ein Drittel der Fernverkehrsflotte der Bahn (ICE und IC) zu betreiben.

AUGUST

RWE schnürt Maßnahmenpaket zur Stärkung der Finanzkraft

Darin enthalten sind zusätzliche Effizienzsteigerungen, eine Straffung des Investitionsprogramms, umfangreiche Desinvestitionen und eine Kapitalerhöhung. Das Paket soll Ende 2013 umgesetzt sein. Wir reagieren damit auf den vorzeitigen deutschen Kernenergieausstieg, der für RWE hohe Belastungen mit sich bringt.

SEPTEMBER

RWE veräußert 74,9 Prozent von Amprion

Der Anteil geht an ein Konsortium aus Versicherungen und Versorgungswerken. Amprion ist der größte deutsche Übertragungsnetzbetreiber. Das Unternehmen plant hohe Investitionen in die Netzinfrastruktur. Mit dem Investorenkonsortium haben wir dafür einen zuverlässigen und kapitalstarken Partner gewonnen.

DEZEMBER

Eigenkapital um 2,1 Mrd. € erhöht

In einem schwierigen Marktumfeld platzieren wir 52,3 Millionen neue und 28,1 Millionen im Eigenbestand gehaltene Stammaktien am Kapitalmarkt. Bei einem Ausgabekurs von 26 € je Aktie erzielen wir einen Bruttoemissionserlös von 2,1 Mrd. €. Unsere Kapitalerhöhung zählt zu den größten derartigen Transaktionen eines europäischen Industrieunternehmens in den vergangenen Jahren. Der mit ihr gewonnene Finanzierungsspielraum kommt uns bei der Beurteilung unserer Bonität zugute.

AUGUST

Aufsichtsrat wählt Peter Terium zum künftigen Vorstandsvorsitzenden der RWE AG

Der 48-jährige Niederländer ist seit 2003 bei RWE und hat dort u.a. das Amt des CEO von Essent bekleidet. Seit 1. September 2011 ist er als Stellvertreter von Dr. Jürgen Großmann Mitglied im Vorstand der RWE AG und wird nach dessen Ausscheiden zum 30. Juni 2012 den Vorsitz übernehmen.

OKTOBER

RWE begibt als erstes deutsches Industrieunternehmen Hybridanleihe in der Schweiz

Das Emissionsvolumen beträgt 250 Mio. CHF, die Laufzeit etwas über 60 Jahre. Wir können die Anleihe frühestens im April 2017 kündigen. Hybridanleihen sind eine Mischform aus Eigen- und Fremdkapital. Die Ratingagenturen stufen sie nur zur Hälfte als Schulden ein.

DEZEMBER

Wichtige Etappenziele beim Kraftwerksneubau erreicht

In den Niederlanden geht unser neues Gaskraftwerk Claus C mit 1.304 Megawatt Nettoleistung in den Probebetrieb. Seit Januar 2012 produziert die Anlage kommerziell Strom. Auch unser zweites neues Gaskraftwerk in den Niederlanden haben wir fertiggestellt: Moerdijk 2 mit 426 Megawatt ist seit Februar 2012 am Netz. Für die beiden Anlagen haben wir zusammen 1,5 Mrd. € ausgegeben.

RWE AM KAPITALMARKT

2011 war ein schwaches Börsenjahr. Eine Schlüsselrolle spielte die Staatsschuldenkrise im Euroraum. Der deutsche Leitindex DAX büßte 15 % seines Wertes ein. Inhaber von RWE-Aktien mussten noch höhere Verluste hinnehmen: Unsere Stämme schlossen das Jahr mit einer Performance von –41 %. Hier spiegeln sich u.a. die Belastungen aus der deutschen Energiewende nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima wider. Auch Verluste im Gas-Midstream-Geschäft dämpften die Kursentwicklung.

Performance der RWE-Stammaktie sowie der Indizes DAX 30 und Dow Jones STOXX Utilities
in % (Wochendurchschnittswerte)

RWE-Stammaktie DAX 30 Dow Jones STOXX Utilities Quelle: Bloomberg

Aktienmärkte im Sog der Staatsschuldenkrise. Im zurückliegenden Geschäftsjahr warf die Verschuldungskrise einiger Mitgliedstaaten der Eurozone dunkle Schatten auf die Börsen. Die dramatische Haushaltslage Griechenlands weckte bei Anlegern ernste Zweifel an der Stabilität der Währungsunion. Hinzu kam, dass die Ratingagenturen die Kreditwürdigkeit von Ländern wie Spanien, Portugal, Irland und Italien herabstuften. Zunehmend setzte die Krise auch die Aktienkurse von Banken, die in Staatsanleihen der betroffenen Länder investiert hatten, unter Druck. Vor diesem Hintergrund haben sich auch die Konjunkturperspektiven eingetrübt. All das spiegelte sich in herben Kursverlusten am Aktienmarkt wider. Der deutsche Leitindex DAX 30 fiel im Jahresverlauf von 6.914 auf 5.898 Punkte. Damit hat er 15 % seines Wertes eingebüßt. Zeitweise hatte er mit über 25 % im Minus gelegen. Im September konnte der Abwärtstrend aber gestoppt werden. Mit einem Rettungsschirm für in Finanznot geratene Euro-Staaten, der im Herbst stark ausgeweitet wurde, und der Ankündigung von Hilfen für angeschlagene Kreditinstitute stellte die Politik die Weichen für eine leichte Erholung der Börsenkurse. Im vierten Quartal notierte der DAX wieder mehrfach mit über 6.000 Punkten. Diese Marke konnte der Index auch Anfang 2012 überschreiten. Ende Januar ging er mit 6.459 Punkten aus dem Handel.

Monats-Höchst- und -Tiefstkurse der RWE-Stammaktie im Jahr 2011
in €

Monatsdurchschnitt Höchster/niedrigster Tagesschlusskurs je Monat Quelle: Bloomberg

Auch für den Versorgersektor war 2011 ein schwaches Börsenjahr. Der europäische Branchenindex Dow Jones STOXX Utilities gab um 12 % nach. Bei den Aktien der deutschen Energieversorger und den RWE-Aktien zeigte sich ein noch schwächeres Bild. Unsere Stämme, die Ende 2010 noch mit 49,89 € gehandelt wurden, fielen auf 27,15 € zurück. Der Börsenkurs unserer Vorzüge sank von 47,99 auf 25,44 €. Das entspricht einer Performance (Rendite aus Kursveränderung und Dividende) von –41 % (Stämme) bzw. –42 % (Vorzüge). Mögliche Bezugsrechtserlöse aus unserer Kapitalerhöhung vom Dezember 2011, über die wir auf Seite 46 berichten, sind hier wegen Geringfügigkeit nicht berücksichtigt. Ein wesentlicher Faktor für die schwache Performance der RWE-Aktien ist der Kurswechsel in der deutschen Energiepolitik nach dem Unglück im japanischen Kernkraftwerk Fukushima. Über diese Thematik wird auf Seite 43 ausführlich informiert. Der von der Bundesregierung beschlossene vorzeitige Kernenergieausstieg führt zu erheblichen Belastungen für uns. Außerdem sehen die Kapitalmarktteilnehmer Risiken im Hinblick auf die Umsetzung unseres laufenden Desinvestitionsprogramms und den Ausgang der Preisrevisionen für unsere verlustbringenden ölindexierten Gasbezugsverträge.

Performance der RWE-Aktien und wichtiger Indizes bis Ende 2011 in % p.a.	1 Jahr	5 Jahre	10 Jahre
RWE-Stammaktie	–41,1	–15,2	0,1
RWE-Vorzugsaktie	–42,5	–13,2	3,1
DAX 30	–14,7	–2,2	1,3
Dow Jones EURO STOXX 50	–14,1	–7,9	–2,2
Dow Jones STOXX 50	–5,1	–5,3	–1,4
Dow Jones STOXX 600	–8,6	–4,9	0,7
Dow Jones STOXX Utilities	–12,5	–7,1	3,5
REXP[1]	8,3	5,9	5,4

1 Index für Staatspapiere am deutschen Rentenmarkt

Kurseinbruch bei RWE-Aktien schmälert Langfristrendite. Wegen ihrer schwachen Performance im vergangenen Jahr sind RWE-Aktien auch im langfristigen Renditevergleich zurückgefallen. Wer Ende 2001 für die Dauer von zehn Jahren RWE-Stämme erwarb und die Dividenden reinvestierte, erzielte eine durchschnittliche Jahresrendite von 0,1 %. Der DAX ist im gleichen Zeitraum, der von zwei schweren Börsenkrisen überschattet war, um durchschnittlich 1,3 % p.a. gestiegen. Wesentlich ertragreicher war eine Geldanlage in RWE-Vorzugsaktien: Hier kamen die Anleger auf eine Rendite von 3,1 % pro Jahr.

Dividendenvorschlag von 2 € für 2011. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 19. April 2012 für das Geschäftsjahr 2011 eine Dividende von 2 € je Aktie vorschlagen. Bei derzeit 614,4 Millionen dividendenberechtigten RWE-Aktien ergibt sich daraus eine Ausschüttung von 1.229 Mio. €. Das entspricht 50 % des nachhaltigen Nettoergebnisses. Legt man die Jahresschlusskurse unserer Stamm- und Vorzugsaktien zugrunde, kommt man auf eine Dividendenrendite von 7,4 bzw. 7,9 %. Damit nehmen wir weiterhin eine Spitzenposition im DAX ein.

Kennzahlen der RWE-Aktien		2011	2010	2009	2008	2007
Ergebnis je Aktie[1]	€	3,35	6,20	6,70	4,75	4,74
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie[1]	€	4,60	7,03	6,63	6,25	5,29
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit je Aktie[1]	€	10,22	10,31	9,94	16,44	10,82
Dividende je Aktie	€	2,00[2]	3,50	3,50	4,50	3,15
Ausschüttung	Mio. €	1.229[2]	1.867	1.867	2.401	1.689
Ausschüttungsquote[3]	%	50	50	53	71	57
Dividendenrendite der Stammaktie[4]	%	7,4	7,0	5,2	7,1	3,3
Dividendenrendite der Vorzugsaktie[4]	%	7,9	7,3	5,6	8,4	3,8
Börsenkurse der Stammaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	27,15	49,89	67,96	63,70	96,00
Höchstkurs	€	55,26	68,96	68,58	100,64	97,90
Tiefstkurs	€	21,77	47,96	46,52	52,53	74,72
Börsenkurse der Vorzugsaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	25,44	47,99	62,29	53,61	83,07
Höchstkurs	€	52,19	62,52	62,65	84,39	86,00
Tiefstkurs	€	20,40	44,51	41,75	37,46	66,33
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	538.971	533.559	533.132	538.364	562.373
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	16,6	28,0	38,0	35,4	53,5

1 Bezogen auf die jahresdurchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien
2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2011 der RWE AG, vorbehaltlich der Zustimmung durch die Hauptversammlung am 19. April 2012
3 Die Ausschüttungsquote entspricht dem Quotienten aus Ausschüttung und nachhaltigem Nettoergebnis.
4 Die Dividendenrendite entspricht dem Quotienten aus Dividende je Aktie und dem Aktienkurs zum Ende des Geschäftsjahres.

Aktionärsstruktur der RWE AG[1]

86 % Institutionelle Aktionäre:
- 34 % Deutschland
- 12 % USA/Kanada
- 19 % Großbritannien/Irland
- 19 % Kontinentaleuropa ohne Deutschland
- 2 % Sonstige Länder

1 Die Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil am gezeichneten Kapital.
Quellen: Aktionärsstrukturerhebung und Mitteilungen nach dem deutschen Wertpapierhandelsgesetz (WpHG); Stand: Dezember 2011

Breit gestreute internationale Aktionärsbasis. Wie auf Seite 46 erläutert, haben wir im Dezember vergangenen Jahres 52,3 Millionen neue und 28,1 Millionen im Eigenbestand gehaltene RWE-Stammaktien ausgegeben. Die Gesamtzahl unserer Aktien ist damit von 562,4 Millionen auf 614,7 Millionen angestiegen. Davon befanden sich zum Jahresende 86 % im Eigentum institutioneller Anteilseigner und 14 % im Eigentum von Privatanlegern (inkl. Belegschaftsaktionäre). Institutionelle Investoren in Deutschland besitzen 34 % des Aktienkapitals (Vorjahr: 36 %), in Nordamerika, Großbritannien und Irland zusammen 31 % (23 %) und in Kontinentaleuropa ohne Deutschland 19 % (17 %). Die RW Energie-Beteiligungsgesellschaft, in der kommunale Anteile gebündelt sind, ist mit 15 % (16 %) nach wie vor größter Einzelaktionär von RWE. Außerhalb Deutschlands halten die Vermögensverwalter BlackRock Financial Management (USA) mit ca. 5 % und Mondrian Investment Partners (Großbritannien) mit ca. 3 % die größten RWE-Positionen. Etwa 1 % der Aktien befinden sich im Eigentum der RWE-Belegschaft. 2011 nahmen 25.783 Mitarbeiter – das entspricht 57 % aller Bezugsberechtigten – an unserem Belegschaftsaktienprogramm teil und zeichneten insgesamt 442.692 Aktien. Über das Programm ermöglichen wir unseren Mitarbeitern an deutschen Standorten, RWE-Aktien zu vergünstigten Konditionen zu beziehen. Im Berichtsjahr haben wir dafür 8,1 Mio. € aufgewendet. Der Anteil der RWE-Stammaktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Indexgewichtung zugrunde legt, betrug zum Jahresende 85 %.

Börsenkürzel der RWE-Aktien	Stammaktien	Vorzugsaktien
Reuters	RWEG.DE (Xetra)	RWEG_p.DE (Xetra)
	RWEG.F (Frankfurt)	RWEG_p.F (Frankfurt)
Bloomberg	RWE GY (Xetra)	RWE3 GY (Xetra)
	RWE GR (Frankfurt)	RWE3 GR (Frankfurt)
Wertpapier-Kennnummer Deutschland	703712	703714
ISIN	DE 0007037129	DE 0007037145
USA CUSIP No. (ADR)	74975E303	–

RWE an Börsen in Deutschland und den USA gehandelt. RWE-Aktien werden in Deutschland an den Börsenplätzen Frankfurt am Main und Düsseldorf sowie über die elektronische Handelsplattform Xetra gehandelt. Sie sind außerdem im Freiverkehr in Berlin, Bremen, Hamburg, Hannover, München und Stuttgart erhältlich. Außerhalb Deutschlands ist RWE in den Vereinigten Staaten über ein sogenanntes Level-1-ADR-Programm im Freiverkehr vertreten. Gehandelt werden dort aber nicht unsere Aktien, sondern American Depository Receipts (ADRs). Bei ADRs handelt es sich um Aktienzertifikate, die von US-amerikanischen Depotbanken ausgegeben werden und eine bestimmte Anzahl hinterlegter Aktien eines ausländischen Unternehmens repräsentieren.

Entwicklung des fünfjährigen Credit Default Swap (CDS) für RWE und des CDS-Index iTraxx Europe
in Basispunkten (Wochendurchschnittswerte)

RWE iTraxx Europe Quelle: Bloomberg

RWE weiterhin mit hoher Bonität am Kapitalmarkt. Auch der Markt für Unternehmensanleihen stand im Zeichen der Staatsschuldenkrise. Zwar haben sich die Basiszinssätze im Euroraum und in Großbritannien im Laufe des Jahres über alle Laufzeiten verringert; krisenbedingt gestiegen sind aber die Risikoaufschläge, die Anleihe-Emittenten auf diese Sätze zahlen müssen. Letzteres spiegelte sich deutlich am Markt für Credit Default Swaps (CDS) wider. Der Index iTraxx Europe, gebildet aus den CDS-Preisen von 125 großen europäischen Unternehmen, hat sich im Laufe des vergangenen Jahres von 105 auf 173 Basispunkte erhöht. Im Herbst überschritt er zweimal die 200-Punkte-Marke und erreichte damit den höchsten Stand seit der Finanzkrise von 2008. Einen ähnlichen Verlauf, allerdings auf niedrigerem Niveau, zeigte die CDS-Preiskurve für RWE. Hier sind die Notierungen von 83 auf zwischenzeitlich über 160 Basispunkte gestiegen, bis Jahresende aber wieder auf 137 Basispunkte zurückgefallen. Sie unterschritten damit zum Bilanzstichtag den Marktindex um über 20 % und lagen sogar unter dem europäischen Branchendurchschnitt – ein Beleg für die hohe Bonität von RWE.

1.0 LAGEBERICHT

49,2 GW	Kraftwerkskapazität
205,7 Mrd. kWh	Stromerzeugung
16,6 Mio.	Stromkunden
7,8 Mio.	Gaskunden
51,7 Mrd. €	Umsatz
5,8 Mrd. €	Betriebliches Ergebnis
72.068	Mitarbeiter

1.1 STRATEGIE

RWE zählt zu den fünf führenden Strom- und Gasanbietern in Europa. Mit Aktivitäten in zahlreichen Ländern und auf allen Stufen der Wertschöpfungskette sind wir gut positioniert, um den wachsenden Risiken und Herausforderungen im Energiesektor zu begegnen. Dieser ist geprägt von starken Preisschwankungen, sich wandelnden Marktstrukturen, ehrgeizigen Klimaschutzzielen und vermehrten regulatorischen Eingriffen durch die Politik. Wir stellen uns diesen Herausforderungen mit einer Strategie, die gleich in dreifacher Hinsicht die Richtung vorgibt: RWE wird nachhaltiger, internationaler und robuster.

Unsere Strategie: RWE wird ...

... nachhaltiger

- Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien an unserer Stromerzeugungskapazität auf mindestens 20 % bis 2020
- Minderung unserer spezifischen CO_2-Emissionen um mehr als 20 % bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 2005
- Verbesserung der Effizienz unseres Kraftwerksparks und Förderung eines sparsameren Einsatzes von Energie bei unseren Kunden

... internationaler

- Sicherung hoher Ergebnisbeiträge in unseren Kernmärkten Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden
- Organisches Wachstum vorrangig in den Regionen Zentralost- und Südosteuropa

... robuster

- Stabile Erträge durch Präsenz auf allen Wertschöpfungsstufen im Energiesektor
- Ausgewogenes Portfolio aus regulierten und nicht regulierten Aktivitäten
- Leitlinie unseres Wachstums: Steigerung des Unternehmenswertes

RWE wird nachhaltiger. Energieversorgung ist ein langfristig angelegtes Geschäftsmodell. Unsere Investitionen in Kraftwerke, Netze und Rohstoffförderanlagen planen wir nicht für Jahre, sondern Jahrzehnte. Um die Rentabilität dieser Projekte zu sichern, achten wir darauf, dass sie mit dem Grundgedanken des nachhaltigen Wirtschaftens in Einklang stehen. Insbesondere das Klimaschutzziel hat bei uns hohe Priorität. Es gibt die Richtung vor bei der Modernisierung und Erweiterung unseres Stromerzeugungsportfolios und motiviert uns, auch außerhalb der Werkstore von RWE für einen effizienten Energieeinsatz einzutreten. Konkret haben wir uns Folgendes vorgenommen:

- Der Anteil der erneuerbaren Energien an unserer Stromerzeugungskapazität soll sich bis 2020 auf mindestens 20 % erhöhen. Ende 2011 lag er bei 8 %.
- Bis 2020 wollen wir die CO_2-Emissionen unseres Kraftwerksparks je Megawattstunde (MWh) Strom gegenüber 2005 um mehr als 20 % senken. Im Basisjahr emittierten wir 0,79 Tonnen CO_2 je MWh. Unser Ziel liegt bei 0,62 Tonnen.
- Wir wollen den energetischen Nutzungsgrad unserer Kraftwerke bei der Stromerzeugung aus Kohle und Gas stark verbessern und bei unseren Kunden einen sparsameren Einsatz von Energie fördern.

Vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Bundesregierung Mitte 2011 die kurz zuvor beschlossene Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke rückgängig gemacht. Damit ist ein wichtiger Baustein unserer bisherigen CO_2-Minderungsstrategie weggefallen. An unserem Einsatz für eine klimaschonende Stromproduktion

ändert dies aber nichts. Wir konzentrieren uns dabei auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Im Zeitraum von 2012 bis 2014 wollen wir rund 4 Mrd. € dafür einsetzen. Bei RWE Innogy, unserer auf Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen spezialisierten Konzerngesellschaft, sollen Ende 2014 Stromerzeugungsanlagen mit 4,5 Gigawatt (GW) Gesamtleistung in Bau oder Betrieb sein. Das Unternehmen investiert schwerpunktmäßig in Windparks an Land (onshore) und im Meer (offshore). Der regionale Fokus liegt auf Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Polen, Spanien und Italien. Auf dem Gebiet der Offshore-Windkraft ist RWE einer der größten Investoren in Europa; allein oder mit Partnern realisieren wir derzeit vier Großprojekte mit einer Gesamtleistung von 1.670 Megawatt (MW): Gwynt y Môr vor der Küste von Nordwales, Greater Gabbard in der englischen Nordsee, Thornton Bank vor Belgien und Nordsee Ost nahe Helgoland. Darüber hinaus investieren gleich mehrere RWE-Gesellschaften in die Stromerzeugung aus Biomasse. Auch den Bau neuer Wasserkraftwerke prüfen wir. RWE Innogy entwickelt derzeit Projekte mit einem Gesamtvolumen von 13,9 GW.

Einen Beitrag zum Klimaschutz leisten wir auch mit dem Bau hocheffizienter Kohle- und Gaskraftwerke, die emissionsintensive Altanlagen ersetzen. Im Rahmen unseres 2006 gestarteten Kraftwerksneubauprogramms investieren wir dafür rund 12 Mrd. €. Das Programm wird voraussichtlich 2014 abgeschlossen sein. Wie viel wir damit erreichen, verdeutlicht das Beispiel des neuen Braunkohledoppelblocks in Neurath bei Köln mit einer Gesamtleistung von 2.100 MW, für den wir eine Reihe älterer Anlagen stilllegen. Bei nahezu unveränderter Kapazität mindern wir damit die CO_2-Emissionen um rund 6 Mio. Tonnen – pro Jahr! Das ergibt sich aus dem hohen Wirkungsgrad des neuen Kraftwerks von über 43 %, der den der Altanlagen um bis zu 13 Prozentpunkte übertrifft.

Aus dem Kraftwerksneubauprogramm waren Ende 2011 bereits Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 2,6 GW am Netz. Im laufenden Jahr kommen 6,8 GW hinzu: Die niederländischen Gaskraftwerke Claus C (1.304 MW) und Moerdijk 2 (426 MW) haben bereits im Januar bzw. Februar 2012 den kommerziellen Betrieb aufgenommen. Ende März soll der Braunkohledoppelblock in Neurath folgen und in der zweiten Jahreshälfte zwei Gaskraftwerke: eines im walisischen Pembroke (2.188 MW) und eines im westtürkischen Denizli (775 MW). Bis zum Abschluss des Kraftwerkserneuerungsprogramms im Jahr 2014 kommen noch Anlagen mit 3,1 GW Gesamtleistung hinzu. Dann werden hochmoderne Gas- und Kohlekraftwerke mehr als 25 % unserer Kapazität ausmachen. Der energetische Nutzungsgrad unserer fossil befeuerten Anlagen, also die erzeugte Menge an Strom und Nutzwärme je eingesetzter Primärenergiemenge, wird dann einen Durchschnittswert von 42 % erreichen.

Bei der Umgestaltung der Energieversorgung hin zu mehr Ressourcenschonung und Klimaschutz kommt auch den Netzen große Bedeutung zu. Zunehmende Einspeisungen von Strom aus wetterabhängigen Quellen wie Windkraft und Sonnenenergie sowie die steigende Anzahl kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen stellen uns als Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Um unter diesen Rahmenbedingungen die Netzstabilität aufrecht zu erhalten, sind hohe Investitionen in den Erhalt und den Ausbau der Verteilnetze erforderlich. RWE plant, im Zeitraum von 2012 bis 2014 insgesamt 2,6 Mrd. € dafür einzusetzen. Ein Schwerpunkt ist die Entwicklung und Nutzung neuer Steuer- und Regeltechniken, die eine effektivere und flexiblere Netznutzung ermöglichen. Dazu führen wir zurzeit Feldversuche durch, u.a. im Rahmen des Projekts „Smart Country“ im Eifelkreis Bitburg-Prüm, über das wir auf Seite 85 ausführlich berichten.

Beim effizienten Einsatz knapper Ressourcen sind aber nicht nur wir selbst, sondern auch unsere Kunden gefordert. Wir unterstützen sie dabei auf vielfältige Weise, etwa durch den Einsatz intelligenter Stromzähler (Smart Meter), eine automatische Steuerung des Verbrauchs zuhause (Smart Home) und die Förderung der Elektromobilität. Auf unserem Internetportal www.energiewelt.de geben wir überdies Tipps zum Energiesparen und informieren über Förderprogramme und Herstellerangebote. Auch Gewerbetreibenden und mittelständischen Industrieunternehmen bieten wir unser Know-how zur Energieeffizienz an: Mit modernster Messtechnik und dem Energie-Controlling-System von RWE analysieren unsere Experten den Energieverbrauch und entwickeln betriebsspezifische Optimierungsmaßnahmen.

Nachhaltiges Wirtschaften heißt für uns auch, dass die vielfältigen Erwartungen der Gesellschaft an RWE in unser Handeln einfließen. Diese reichen weit über das Gebot der Ressourcenschonung und des Klimaschutzes hinaus. Beispielsweise sieht uns die Gesellschaft in der Verantwortung, die Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten, hohe Arbeitssicherheitsstandards zu verankern, faire Preise zu verlangen oder auf die Wahrung der Menschenrechte bei Zulieferern zu achten. Wir haben die Vielzahl dieser Erwartungen in zehn Handlungsfeldern zusammengefasst. Für jedes dieser Handlungsfelder haben wir uns Ziele gesetzt und darüber hinaus Kennzahlen festgelegt, mit denen wir die Zielerreichung messen und gegenüber der Öffentlichkeit dokumentieren.

RWE wird internationaler. Eine breite geografische Aufstellung von RWE wird immer wichtiger: einerseits, um erhöhte politische und regulatorische Risiken zu streuen, und andererseits, um Wachstumschancen zu erschließen. Regionaler Schwerpunkt unseres Strom- und Gasgeschäfts bleibt jedoch Europa. Unsere wichtigsten Märkte sind Deutschland, Großbritannien, die Benelux-Region sowie Zentralost- und Südosteuropa. Aktivitäten in anderen Regionen nehmen wir dann auf, wenn dies unser Geschäft in den Kernmärkten fördert. Das gilt insbesondere für den Upstream-Bereich: Gas und Öl fördern wir nicht nur in Europa, sondern auch in Nordafrika; darüber hinaus streben wir eine Ausweitung des Aktionsradius an, u.a. in den Kaspischen Raum. Auch bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien sind wir außerhalb der Kernmärkte aktiv, z.B. in Spanien und Italien. Im US-Bundesstaat Georgia betreiben wir eine der weltweit größten und modernsten Fabriken zur Herstellung von Holzpellets. Damit decken wir einen erheblichen Teil unseres Bedarfs an nachhaltig produzierter Biomasse für die Verfeuerung in unseren Kraftwerken ab.

Unsere Strategie lässt sich aus geografischer Perspektive wie folgt beschreiben:

- In unseren reifen Kernmärkten Deutschland, Großbritannien und Niederlande wollen wir hohe Ergebnisbeiträge sichern.

- Organisches Wachstum streben wir vorrangig in den Regionen Zentralost- und Südosteuropa an, deren Energieverbrauch sich im Vergleich zu unseren nordwesteuropäischen Märkten dynamisch entwickelt und die in puncto Infrastruktur noch Aufholbedarf haben.

Der RWE-Konzern erwirtschaftete im zurückliegenden Geschäftsjahr vier Fünftel seines Umsatzes in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden. Diese Märkte bleiben attraktiv für uns, auch wenn beim Strom- und Gasverbrauch nur noch geringe Wachstumspotenziale bestehen. Zentrale Herausforderungen liegen hier in einer Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur, die es diesen Ländern ermöglicht, ihre ehrgeizigen Ziele im Hinblick auf Energieeffizienz und Klimaschutz zu erreichen. Nur Unternehmen, die hier eine aktive Rolle übernehmen, werden sich langfristig behaupten. Mit unserem Kraftwerksneubauprogramm, dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie unseren Produkten und Dienstleistungen rund um die Energieeffizienz wollen wir unsere Marktposition festigen.

Die zentralost- und südosteuropäischen Märkte zeichnen sich durch überdurchschnittliches Wirtschaftswachstum und steigenden Energiebedarf aus. Der politische Rahmen ist dort vergleichsweise stabil. Für RWE bieten sich vielfältige Chancen, beim Ausbau der Energieinfrastruktur dieser Länder mitzuwirken. Bereits heute sind wir in Zentralosteuropa auf allen Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor tätig. Bei der Stromerzeugung fokussieren wir unsere Wachstumsaktivitäten auf Polen und die Türkei. Wie bereits erwähnt, errichten wir derzeit in Denizli ein hochmodernes Gaskraftwerk mit 775 MW Nettoleistung. In der Türkei ziehen wir darüber hinaus den Einstieg in die Stromerzeugung aus Wasserkraft in Betracht. In Polen haben wir bereits mehrere Onshore-Windparks gebaut. Wir wollen in den kommenden Jahren über 60 % unserer Investitionen außerhalb unseres Heimatmarktes Deutschland tätigen. Den Schwerpunkt legen wir dabei auf organisches Wachstum, schließen aber auch kleinere Zukäufe nicht aus.

Marktpositionen des RWE-Konzerns nach Absatz	Strom	Gas
Deutschland	Nr. 1	Nr. 3
Großbritannien	Nr. 4	Nr. 4
Niederlande	Nr. 2	Nr. 1
Zentralost-/Südosteuropa	Nr. 2 in Ungarn Nr. 3 in der Slowakei Nr. 5 in Polen Präsenz in Tschechien Präsenz in der Türkei	Nr. 1 in Tschechien Nr. 2 in der Slowakei Führende Position in Ungarn
Europa insgesamt	**Nr. 3**	**Nr. 6**

RWE wird robuster. Wir bewegen uns in einem dynamischen Marktumfeld, das zunehmend durch Unwägbarkeiten geprägt ist. In den vergangenen Jahren waren hohe Schwankungen der Preise für Brennstoffe, Emissionsrechte und Strom zu beobachten. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird das Stromangebot zunehmend von den wechselnden Wetterbedingungen beeinflusst – und damit auch die Preise im Spothandel. Der politische Rahmen ist ebenfalls instabiler geworden, wie u.a. der beschleunigte Kernenergieausstieg in Deutschland zeigt. Überdies stoßen Investitionen in die Energieinfrastruktur vermehrt auf Widerstand in der Bevölkerung.

Mit unserem stark integrierten Geschäftsmodell und unserer Präsenz in verschiedenen Märkten sind wir gut für die Herausforderungen eines volatilen Marktumfelds gerüstet. Durch unsere ausgewogene Portfoliostruktur können wir Ergebnisschwankungen in den einzelnen Geschäftsbereichen und Ländern ausgleichen und unsere Ertragslage stabilisieren. Für die Zukunft haben wir uns Folgendes vorgenommen:

- Wir wollen weiterhin auf allen Wertschöpfungsstufen im Energiesektor präsent sein, da ein integriertes Geschäftsmodell Basis für stabile Erträge ist.

- An einem ausgewogenen Portfolio aus regulierten Aktivitäten (z.B. Netzgeschäft) und nicht regulierten Aktivitäten (z.B. Erzeugung von frei vermarktetem Strom) halten wir fest.

- Unsere Projekte beurteilen wir auch künftig danach, welchen Beitrag sie zur Steigerung des Unternehmenswertes leisten. Dies ist die Basis für profitables Wachstum.

Auf dem Gebiet der Stromerzeugung setzen wir auf einen breiten Energiemix. Unser Fokus liegt derzeit auf dem Ausbau der erneuerbaren Energien, die in unserem Portfolio bislang noch unterrepräsentiert sind. Daneben setzen wir auf moderne Gas- und Kohlekraftwerke: Wegen ihrer hohen Flexibilität sind sie natürliche Partner der erneuerbaren Energien. Beispielsweise können sie bei wenig Wind oder wenig Sonne schnell hochgefahren werden und das Stromangebot stabilisieren. In der Stromerzeugung wollen wir uns auch regional noch breiter aufstellen. Dies dämpft den Einfluss regulatorischer Eingriffe und konjunktureller Schwankungen in einzelnen Ländern. Geografische Ausgewogenheit bietet bei erneuerbaren Energien zudem den Vorteil, dass Wettereinflüsse besser ausgeglichen werden können, etwa wenn Schwachwindphasen in einer Region mit Starkwindphasen in einer anderen einhergehen. Das ist einer der Gründe, warum wir unsere Windkraftkapazität nicht nur im nördlichen, sondern auch im südlichen Europa ausbauen.

Das regulierte Geschäft hat in unserem Portfolio auch künftig einen festen Platz. Als Netzbetreiber sind wir unabhängig von schwankenden Rohstoffpreisen und haben wegen der auf Jahre hinaus gültigen Bestimmungen zu Kapitalverzinsung und Erlösobergrenzen ein vergleichsweise geringes Ergebnisrisiko. Bei den erneuerbaren Energien sorgen staatliche Fördersysteme für eine solide Ertragsbasis. Unsere Investitionen werden wir daher so steuern, dass wir langfristig über ein ausgewogenes Portfolio aus regulierten und nicht regulierten Aktivitäten verfügen.

An unserem Plan, die jährliche Öl- und Gasförderung zu verdoppeln, halten wir fest – obwohl wir uns im Zuge unseres laufenden Desinvestitionsprogramms von Anteilen an Upstream-Projekten trennen wollen. Ursprünglich hatten wir vor, die Produktion bis 2016 auf rund 70 Mio. Barrel Öläquivalente (OE) zu steigern. Wegen der anstehenden Verkäufe werden wir diesen Zeitrahmen aber nicht einhalten können. Unsere aktuelle Planung sieht vor, dass wir unsere Gas- und Ölförderung zunächst auf über 40 Mio. Barrel OE im Jahr 2014 steigern. Das betriebliche Ergebnis der RWE Dea soll sich dann in einer Größenordnung von 800 Mio. € bewegen.

Robuster zu werden heißt für uns auch, eine breite Palette von marktreifen Technologien einzusetzen. Beispielsweise investieren wir nicht nur in Großkraftwerke, sondern auch in kleinere dezentrale Anlagen. Bei den erneuerbaren Energien setzen wir nicht nur auf Windkraft, sondern auch auf Biomasse und Wasserkraft. Unseren Kunden bieten wir flexible Energiekomplettlösungen an – von der Energieberatung über die Planung, Installation, Wartung und den Betrieb von dezentralen Energieerzeugungsanlagen bis hin zur Lieferung von Fernwärme. Bei Großprojekten beziehen wir häufig Partner ein und meistern gemeinsam mit ihnen die technischen und finanziellen Herausforderungen.

Durch unsere breite Aufstellung begrenzen wir auf vielfältige Weise länderbezogene, technologische und politische Risiken entlang der Wertschöpfungskette und schaffen zugleich ein breites Fundament für profitables Wachstum. Dadurch werden wir unabhängiger und robuster. Außerdem stärken wir damit unsere Bonität, die Voraussetzung ist für günstige Refinanzierungskonditionen, und schaffen die Basis für eine attraktive Dividende.

Wertbeitrag misst Strategieumsetzung. Mit unserer Wachstumsstrategie verfolgen wir in erster Linie das Ziel, den Unternehmenswert zu steigern. Alle Investitionsprojekte werden daran gemessen. Zentrale Steuerungsgröße ist der Wertbeitrag. Er entspricht der Rendite auf das eingesetzte Vermögen, abzüglich der Kapitalkosten. Der Wertbeitrag ist neben weiteren, individuell vereinbarten Zielen auch Maßstab für die variable Vergütung unserer Führungskräfte. Das Wertmanagement bei RWE erläutern wir auf Seite 62 ff.

1 Gasfernleitungsnetzbetreiber in Tschechien (unternehmerisch eigenständig)

1.2 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die konjunkturelle Dynamik hat sich 2011 in den meisten RWE-Kernmärkten abgeschwächt. Eine Ursache war die Staatsschuldenkrise im Euroraum. Mit einem geschätzten Wachstum von 3 % erwies sich die deutsche Wirtschaft aber als robust. Beim Energieverbrauch hinterließ die ungewöhnlich milde Witterung deutliche Spuren. Dies betraf vor allem die Gasnachfrage. Die Preise für Energieträger wie Öl, Steinkohle und Gas waren höher als 2010 – und dementsprechend auch die Notierungen im Strom-Großhandel. Daneben führte der beschleunigte deutsche Kernenergieausstieg zu einer Verteuerung von Strom, während rückläufige CO_2-Preise dämpfenden Einfluss ausübten.

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 das schwere Erdbeben im März führte Japan vorübergehend in die Rezession. Auch die Staatsschuldenkrise im Euroraum hinterließ Spuren. Nach Schätzungen hat sich das kumulierte Bruttoinlandsprodukt (BIP) aller OECD-Staaten im Jahr 2011 nur um 1,3 % erhöht. Für die Eurozone wird ein Plus von 1,6 % veranschlagt. Mit einem Anstieg des BIP um 3 % war Deutschland die europäische Wachstumslokomotive. Eine Schlüsselrolle spielte dabei die dynamische Entwicklung im Industriesektor. In den Niederlanden stieg die Wirtschaftsleistung nach aktueller Datenlage um 1,5 %; dort hat sich die zu Jahresbeginn noch kräftige Industriekonjunktur inzwischen merklich abgeschwächt. Für Großbritannien wird ein Anstieg um 0,9 % angenommen. In Polen und der Slowakei hat die Industrieproduktion stark zugelegt: Das BIP dieser Länder dürfte um 4 bzw. 3 % gestiegen sein. Da sich die Produktion in Tschechien und Ungarn nicht ganz so dynamisch entwickelte, fiel das Wachstum dort mit geschätzten 2 bzw. 1,4 % etwas niedriger aus.

Witterung wesentlich milder als 2010. Die wirtschaftliche Entwicklung spiegelt sich vor allem im Energiebedarf von Industrieunternehmen wider. Bei Haushalten wird die Strom- und Gasnachfrage dagegen stärker von den Witterungsverhältnissen beeinflusst. Das ergibt sich aus der Temperaturabhängigkeit des Heizwärmebedarfs. In unseren europäischen Kernmärkten war die Witterung 2011 teilweise wesentlich milder als 2010. Auch die Mitteltemperatur der letzten zehn Jahre wurde deutlich überschritten. Besonders im April und Dezember war es ungewöhnlich mild. Neben dem Energieverbrauch unterliegt auch die Stromerzeugung Wettereinflüssen, vor allem die der Windkraft- und Solaranlagen. In Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden war das Windaufkommen 2011 leicht unterdurchschnittlich. Das ungewöhnlich niedrige Vorjahresniveau wurde aber deutlich übertroffen. Anders verhielt es sich in Spanien: Dort hat sich das Windaufkommen verringert, nachdem es 2010 besonders hoch ausgefallen war.

Stark gesunkener Heizwärmebedarf. Der Energiebedarf in unseren Kernmärkten war somit von gegenläufigen Faktoren geprägt: von der wachsenden Wirtschaftsleistung einerseits und der wesentlich milderen Witterung andererseits. Nach den bislang vorliegenden Daten für 2011 war der Stromverbrauch in Deutschland etwa so hoch wie im Vorjahr. In den Niederlanden ist er dagegen um 0,4 % gestiegen. Auf noch höhere Zuwachsraten kommen die Slowakei (0,5 %), Ungarn (1,0 %) und Polen (1,3 %), während Tschechien ein Minus von 1,2 % verzeichnete. Der deutlichste Rückgang wurde mit 2 % in Großbritannien gemessen; dabei spielten Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz eine wichtige Rolle. Beim Gas war die Verbrauchsentwicklung wesentlich durch die starke Verringerung des Heizwärmebedarfs und einen rückläufigen Gaseinsatz im Kraftwerkssektor geprägt. In Deutschland sanken die Mengen um 13 %, in den Niederlanden um 11 % und in Großbritannien um 18 %. In Tschechien und Ungarn fiel der Rückgang mit 6 bzw. 7 % etwas moderater aus.

Ölpreis um 40 % über Vorjahr. An den internationalen Brennstoffmärkten hat sich das Preisniveau gegenüber 2010 stark erhöht. Dies gilt insbesondere für Rohöl. Das Barrel der Sorte Brent kostete 2011 durchschnittlich 111 US$ und war damit um 32 US$ bzw. 40 % teurer als im Vorjahr. Weil der US-Dollar abwertete, fiel der Preisanstieg auf Eurobasis allerdings niedriger aus (33 %). Die Entwicklung am Ölmarkt war u.a. durch die steigende Nachfrage der schnell wachsenden Volkswirtschaften Asiens geprägt. Ein weiterer Faktor waren die politischen Umwälzungen in Nordafrika und im Nahen Osten. Sie führten in einigen Ländern zu Förderausfällen und gaben Anlass zur Sorge, dass sich das Ölangebot

weiter verknappen könnte. Zudem investierten Anleger aufgrund von Inflationsängsten verstärkt in Rohstoffe und trieben damit die Preise in die Höhe. Im Jahresverlauf hat sich die Lage am Ölmarkt jedoch etwas entspannt. Dazu trug bei, dass die Verbrauchsprognosen für die USA, die Eurozone und China gesenkt wurden und dass die Mitgliedstaaten der Internationalen Energieagentur (IEA) Teile ihrer strategischen Reserven verkauften. Außerdem erholte sich die libysche Erdölproduktion schneller als erwartet. Im Dezember wurden die Märkte wieder nervöser, als sich die Spannungen mit dem Iran verschärften. Die Drohung Teherans, die für Öltransporte wichtige Seestraße von Hormus zu sperren, weckte neuerliche Befürchtungen, das Ölangebot könnte knapp werden.

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 ölpreisindexierten Langfristverträgen prägen in steigendem Maße auch kurzfristigere Handelsgeschäfte mit frei verfügbaren Mengen die Lage an den Gasmärkten. Bei solchen 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 ölpreisindexierten Kontrakten. Dies hat dazu geführt, dass zahlreiche Gasabnehmer – wie auch RWE – in Revisionsverhandlungen mit ihren Lieferanten eingetreten sind. Erste Ergebnisse dieser Revisionen deuten darauf hin, dass die Ölpreisbindung in den langfristigen Gasbezugsverträgen an Bedeutung verlieren könnte und die Mengen zunehmend auf Basis der Spotnotierungen an den Gashandelsmärkten abgerechnet werden.

Terminpreise für 2012 von Rohöl (Brent) und Gas (TTF-Großhandelsmarkt)
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)

Quelle: RWE Supply & Trading

Gaseinfuhren nach Deutschland waren im Berichtsjahr um durchschnittlich 26 % teurer als 2010. Maßgeblich dafür ist die anhaltende Hausse am Ölmarkt. Angezogen haben die Notierungen auch an den europäischen Gashandelspunkten. Der TTF-Spotpreis lag bei durchschnittlich 23 € je Megawattstunde (MWh) und damit 5 € über dem Vorjahreswert. Im Terminhandel wurden Lieferkontrakte für das folgende Kalenderjahr (Forward 2012) mit 26 € je MWh abgerechnet (TTF-Großhandelsmarkt). Das sind 7 € mehr als 2010 für den Forward 2011 bezahlt werden musste.

Ein-Jahres-Terminpreise am Gas-Großhandelsmarkt TTF
in €/MWh (Monatsdurchschnittswerte)

Quelle: RWE Supply & Trading

In Deutschland waren die Gastarife für Privathaushalte rund 5% höher als im Vorjahr. Für Industrieunternehmen stiegen sie um 15%, da die Preise bei dieser Kundengruppe wesentlich schneller auf die Entwicklung am Großhandelsmarkt reagieren. Stark verteuert hat sich Gas auch in unseren anderen Märkten. In den Niederlanden mussten Privathaushalte und Industrieunternehmen 7 bzw. 17% mehr bezahlen, in Großbritannien 8 bzw. 22%, in Tschechien 15 bzw. 18% und in Ungarn jeweils 9%.

Nachfrage aus Asien sorgt für Hausse an Steinkohlemärkten. Trotz wetterbedingter Beeinträchtigungen, z.B. durch Überflutungen in Queensland (Australien) und starke Monsunregenfälle in der südlichen Hemisphäre, stieg die Förderung von Kesselkohle weltweit an. Aber auch die Nachfrage entwickelte sich dynamisch: Besonders Chinas Einfuhren nahmen zu. Dies war einer der Gründe, warum sich das Preisniveau weiter erhöhte. Die metrische Tonne Kraftwerkssteinkohle wurde 2011 im Rotterdamer Spothandel mit durchschnittlich 122 US$ (inkl. Fracht und Versicherung) abgerechnet. Das sind 29 US$ mehr als im Jahr zuvor.

Eine wichtige Komponente der Steinkohlenotierungen sind die Seefrachtkosten. Sie lagen für die Standardroute Südafrika-Rotterdam bei 10,70 US$, gegenüber 12,50 US$ im Vorjahr. Zwar hat sich der Bedarf an Transportleistung weiter erhöht; durch den fortgesetzten Ausbau der Schiffskapazitäten wurde dieser Effekt aber mehr als ausgeglichen.

Für die in Deutschland geförderte Steinkohle wird der Preis vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt. Das Amt orientiert sich dabei an den Notierungen für importierte Steinkohle. Der BAFA-Preis reflektiert deshalb – mit einiger Verzögerung – die Entwicklung an den internationalen Märkten. Sein Durchschnittswert für 2011 lag bei Abschluss dieses Berichts noch nicht vor. Experten rechnen mit 106 € je Tonne Steinkohleeinheit. Das wären 21 € mehr als im Vorjahr.

Konjunkturängste drücken Preise für CO_2-Emissionsrechte. Der europäische Handel mit CO_2-Emissionsrechten (sogenannten EU Allowances – EUAs) war im vergangenen Jahr von deutlichen Preisausschlägen gekennzeichnet. Zunächst verteuerten sich die Zertifikate. EUAs für 2011, die zu Jahresbeginn mit 14,40 € je Tonne CO_2 gehandelt wurden, kosteten im Frühjahr zeitweise über 17 €. Hintergrund war, dass die Bundesregierung nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima Mitte März die Weichen für einen beschleunigten Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie stellte (siehe Seite 43). Die Marktteilnehmer erwarteten deshalb einen Anstieg des Zertifikatebedarfs, denn Strom aus Kernenergie wird nahezu CO_2-frei erzeugt und muss nun teilweise durch Erzeugung aus emissionsintensiveren Anlagen, z.B. Steinkohle- und Gaskraftwerken, ersetzt werden. Dennoch ist es in der zweiten Jahreshälfte zu einem Preiseinbruch im Emissionshandel gekommen: Ende Dezember notierten EUAs für 2011 nur noch mit 7,40 €. Einer der Hauptgründe dafür

war die Staatsschuldenkrise im Euroraum und die dadurch ausgelöste Befürchtung einer Abschwächung der Industriekonjunktur. Auch der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien wirkt preisdämpfend, denn dadurch verringert sich der Einsatzspielraum CO_2 emittierender, fossil befeuerter Kraftwerke. Hinzu kam, dass die Europäische Investitionsbank Ende 2011 damit begonnen hat, Zertifikate der dritten Handelsperiode zu versteigern. Die Emissionsrechte stammen aus dem Reservebestand für Neuanlagen. Dieser umfasst insgesamt 300 Millionen EUAs; davon sollen die ersten 200 Millionen bis Oktober 2012 am Markt platziert sein.

Im vergangenen Jahr wurden EUAs für 2011 mit durchschnittlich 13,20 € gehandelt. Der Vergleichswert für 2010 hatte bei 14,50 € gelegen. Certified Emission Reductions (CERs), die im Durchschnitt 9,80 € kosteten, haben sich gegenüber 2010 ebenfalls verbilligt; Ende 2011 wurden nur noch 4,30 € dafür bezahlt. CERs sind Gutschriften aus emissionsmindernden Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern. Unternehmen in Europa haben die Möglichkeit, ihre Emissionen bis zu bestimmten Obergrenzen auch durch Einreichung solcher Zertifikate abzudecken.

Preise für CO_2-Zertifikate im europäischen Emissionshandel
in €/Tonne CO_2 (Monatsdurchschnittswerte)

EU Allowance (EUA) für das jeweilige Handelsjahr
Certified Emission Reduction (CER) für das jeweilige Handelsjahr
Quelle: RWE Supply & Trading

Höhere Strompreise an den Großhandelsmärkten. An den Strom-Großhandelsmärkten hinterließen die Verteuerung von Brennstoffen und die Beschleunigung des deutschen Kernenergieausstiegs tiefe Spuren. Im Spothandel an der Energiebörse EEX wurden Grundlastkontrakte 2011 im Durchschnitt mit 51 € und Spitzenlastkontrakte mit 61 € je MWh abgerechnet. Die vergleichbaren Vorjahreswerte waren mit 44 bzw. 55 € deutlich niedriger. Auch im deutschen Strom-Terminhandel zogen die Preise an. Hintergrund ist, dass die Marktteilnehmer auch mittelfristig mit hohen Brennstoffkosten rechnen. Daneben schlugen sich die Beschlüsse der Bundesregierung zum Kernenergieausstieg in den Notierungen nieder, während der Preiseinbruch im Emissionshandel gegenläufig wirkte. Der Forward-Kontrakt für das Kalenderjahr 2012 wurde 2011 mit durchschnittlich 56 € je MWh Grundlaststrom und 69 € je MWh Spitzenlaststrom gehandelt. Ein Jahr zuvor waren für 2011er-Forwards durchschnittlich 50 bzw. 65 € gezahlt worden.

Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Deutschland
in €/MWh (Monatsdurchschnittswerte)

Grundlast Spitzenlast Quelle: Energiebörse EEX

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

Grundlast Spitzenlast Quelle: RWE Supply & Trading

Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke nahezu vollständig auf Termin. Auf unsere Erlöse von 2011 hatte die im gleichen Jahr beobachtete Preisentwicklung daher nur geringen Einfluss. Entscheidend war vielmehr, zu welchen Konditionen Stromkontrakte für 2011 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden. Für unseren im Berichtsjahr produzierten Strom haben wir in Deutschland durchschnittlich 63 € je MWh erlöst. Zum Vergleich: Der Preis für unsere Erzeugung von 2010 betrug 67 €; Teile dieser Mengen hatten wir bereits 2008 verkauft, als die Preise an den Commodity-Märkten Rekordwerte erreichten.

Bei den Strom-Terminverkäufen gehen wir grundsätzlich so vor, dass zeitgleich mit dem Abschluss eines Lieferkontrakts die zur Stromproduktion benötigten Brennstoffe und

CO_2-Emissionsrechte beschafft oder zumindest preislich abgesichert werden. Maßgeblich für die Ergebnisentwicklung unserer Steinkohle- und Gaskraftwerke 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. Die in Deutschland realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads lagen 2011 im Durchschnitt unter den entsprechenden Vorjahreswerten. Auch die Spreads unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke haben sich verringert. Bei Braunkohlekraftwerken unterliegt der Brennstoff nur geringen Kostenschwankungen, da er nicht an internationalen Märkten gehandelt wird. Den Uranbedarf für unsere Kernkraftwerke decken wir mittels langfristiger Verträge zu stabilen Konditionen. Allerdings ist hier 2011 mit der Kernbrennstoffsteuer ein erheblicher Kostenfaktor hinzugekommen.

Im deutschen Endkundengeschäft hat sich Strom weiter verteuert. Zwar hatten sich viele Vertriebsgesellschaften zu niedrigeren Preisen eingedeckt als für 2010; gestiegen sind allerdings die in der Stromrechnung enthaltenen Umlagen nach dem Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien, denn aufgrund des Zubaus von Windkraft-, Biomasse- und insbesondere Solaranlagen wird immer mehr Strom aus regenerativen Quellen ins Netz eingespeist. Die Tarife für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe waren deshalb 2011 durchschnittlich 7 % höher als im Vorjahr. Bei Industrieunternehmen sind die Preise teilweise an die Entwicklung am Spotmarkt gekoppelt. Für sie hat sich Strom im Durchschnitt um 10 % verteuert.

Auch im britischen Strom-Großhandel sind die Notierungen gestiegen. Am Spotmarkt lag der Durchschnittspreis im Grundlastbereich bei 48 £ (55 €) und im Spitzenlastbereich bei 53 £ (61 €) je MWh. Er hat sich damit gegenüber 2010 um 7 bzw. 6 £ erhöht. Am britischen Terminmarkt wurden Lieferverträge für das Kalenderjahr 2012 mit durchschnittlich 54 £ (62 €) je MWh Grundlaststrom abgerechnet. Das sind 9 £ mehr, als im Vorjahr für den Forward 2011 bezahlt werden musste. In der Spitzenlast stieg das Preisniveau um 10 £ auf 61 £ (70 €).

Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Großbritannien
in £/MWh (Monatsdurchschnittswerte)

Grundlast Spitzenlast Quelle: RWE Supply & Trading

Ein-Jahres-Terminpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Großbritannien
in £/MWh (Monatsdurchschnittswerte)

Grundlast Spitzenlast Quelle: RWE Supply & Trading

RWE verkauft auch den außerhalb Deutschlands produzierten Strom weitgehend auf Termin. Da unser Erzeugungsportfolio in Großbritannien überwiegend aus Steinkohle- und Gaskraftwerken besteht, war die Ergebnisentwicklung bei RWE npower wesentlich durch die realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads bestimmt. Für den 2011 produzierten Strom lagen beide Spreads unter den Vergleichswerten des Vorjahres.

Im britischen Endkundengeschäft haben die meisten Versorger aufgrund gestiegener Beschaffungskosten ihre Strompreise angehoben, teilweise auch mehrfach. Haushalte und kleine Gewerbebetriebe mussten im Berichtsjahr durchschnittlich 6% mehr bezahlen als 2010. Um den gleichen Prozentsatz erhöhten sich die Preise für Industrieunternehmen.

In den Niederlanden entwickelten sich die Großhandelsnotierungen für Strom ähnlich wie in Deutschland. Die von Essent realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads lagen dort unter den Vorjahreswerten. Im Endkundengeschäft sind die Preise für Privathaushalte um durchschnittlich 3% angestiegen, während sie sich für Industrieunternehmen kaum veränderten.

In unseren zentralosteuropäischen Strommärkten entwickelten sich die Endkundenpreise unterschiedlich. Privathaushalte mussten in Polen und der Slowakei 1,5 bzw. 5% mehr bezahlen, in Ungarn dagegen etwa 1% weniger. Stromlieferungen an Industriekunden verteuerten sich in Polen um über 2% und in der Slowakei um knapp 4%. In Ungarn dagegen verbilligten sie sich um 9%.

1.3 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Im vergangenen Jahr sorgte die deutsche Energiewende für Schlagzeilen. Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Bundesregierung die kurz zuvor beschlossene Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken rückgängig gemacht. Für RWE bringt dieser Schritt hohe Belastungen mit sich. Außerdem ist es für Deutschland damit schwieriger geworden, seine ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen. Die britische Regierung hat einen anderen Kurs eingeschlagen: Sie plant ein neues Fördersystem für klimaschonende Stromerzeugung und setzt dabei auch auf Kernenergie. Parallel will sie den Klimaschutz durch Einführung einer CO_2-Steuer vorantreiben.

Deutschland beschleunigt Ausstieg aus der Kernenergie. Vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima hat der Deutsche Bundestag am 30. Juni 2011 eine Novelle des Atomgesetzes (AtG) verabschiedet, die im August in Kraft getreten ist. Die im Jahr 2010 eingeführte Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke wird damit rückgängig gemacht. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber für jeden Kraftwerksblock spätestmögliche Abschalttermine festgelegt. Demnach dürfen acht der insgesamt 17 deutschen Reaktoren – darunter auch unsere Blöcke Biblis A und B – seit Inkrafttreten der AtG-Novelle keinen Strom mehr produzieren. Für diese überwiegend älteren Anlagen war bereits im März 2011 ein zunächst auf drei Monate befristeter Betriebsstopp (Kernenergiemoratorium) verhängt worden. Die übrigen neun deutschen Kernkraftwerke müssen spätestens zum Ende der Jahre 2015 (Grafenrheinfeld), 2017 (Gundremmingen B), 2019 (Philippsburg II), 2021 (Grohnde, Brokdorf, Gundremmingen C) bzw. 2022 (Isar II, Neckarwestheim II, Emsland) vom Netz. Von den genannten Anlagen sind Gundremmingen B und C sowie Emsland im Mehrheitsbesitz von RWE.

Wir halten die AtG-Novelle für verfassungswidrig, weil die Betreiber der Anlagen keine Entschädigungen erhalten und die Festlegung der Abschalttermine nicht stichhaltig begründet wurde. Deshalb haben wir im Februar 2012 Verfassungsbeschwerde eingelegt. Auch das Kernenergiemoratorium stufen wir als rechtswidrig ein, denn unseres Erachtens lagen dafür nicht die erforderlichen Voraussetzungen vor. Wir haben dagegen im April 2011 beim Hessischen Verwaltungsgerichtshof in Kassel Klage eingereicht. Die Bundesregierung stützte das Moratorium auf § 19 AtG, nach dem der Betrieb von Atomanlagen untersagt werden kann, wenn Gefahr von ihnen ausgeht. In unserer Klage berufen wir uns darauf, dass Biblis alle geltenden Sicherheitsanforderungen erfüllte.

Mit der Rücknahme der Laufzeitverlängerung entfallen die Zahlungen in den neuen „Klima- und Energiefonds“, zu denen sich die Kernkraftwerksbetreiber vertraglich verpflichtet hatten. Der Fonds sollte aus Zusatzgewinnen gespeist werden, die bei einer längeren Betriebsdauer der Kernkraftwerke erzielt worden wären. Er besteht aber trotz der Energiewende fort. Die Bundesregierung will damit u.a. Fördermaßnahmen auf dem Gebiet der Elektromobilität, der Energiespeicher und der energetischen Gebäudesanierung finanzieren. Weitere Gelder sind zur Entlastung energieintensiv produzierender Unternehmen vorgesehen. Die durch die Rücknahme der Laufzeitverlängerung verursachte Finanzierungslücke soll mit Mitteln aus der Versteigerung von CO_2-Zertifikaten geschlossen werden.

Flankiert wurde 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. Beispielsweise sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) jetzt ein Fördermodell für Windkraftanlagen auf dem Meer vor, das deren Wirtschaftlichkeit in den ersten Betriebsjahren steigert. Wenn eine Anlage vor dem 1. Januar 2018 ans Netz geht, kann der Betreiber eine Einspeisevergütung von 19 Cent je Kilowattstunde (kWh) gegenüber bislang 15 Cent in Anspruch nehmen. Allerdings wird die Anfangsvergütung dann nur für acht anstatt für zwölf Jahre gezahlt.

Finanzgerichte hegen Zweifel an Rechtmäßigkeit der Kernbrennstoffsteuer. Trotz erheblicher Zusatzbelastungen für die Kernkraftwerksbetreiber aus der Energiewende hält die Bundesregierung an der neuen Steuer auf Kernbrennstoffe fest. Diese wurde zum 1. Januar 2011 eingeführt und ist bis Ende 2016 befristet. Da gewichtige Argumente gegen ihre Rechtmäßigkeit sprechen, haben wir Klagen bei den zuständigen Finanzgerichten eingereicht. Im Oktober hat das

Finanzgericht München im sogenannten einstweiligen Rechtsschutz entschieden, dass für das Kernkraftwerk Gundremmingen B vorläufig keine Kernbrennstoffsteuer abgeführt werden muss. Die Richter bezweifeln, dass es sich dabei um eine zulässige Verbrauchsteuer handelt. Sie liegen damit auf einer Linie mit dem Finanzgericht Hamburg, das in einigen vergleichbaren Fällen die Steuerzahlung aussetzte. Eine Hamburger Entscheidung vom Januar 2012 betraf unser Kernkraftwerk Emsland. Die für Gundremmingen B und Emsland entrichtete Steuer in Höhe von 74 bzw. 154 Mio. € ist uns erstattet worden. Abweichend entschied das Finanzgericht Baden-Württemberg zu zwei Anträgen von EnBW, weil es keine ernstlichen Zweifel an der Rechtmäßigkeit des Kernbrennstoffsteuergesetzes hat. Sowohl die für die Steuererhebung zuständigen Hauptzollämter als auch EnBW haben Beschwerden gegen die Entscheidungen eingelegt, über die der Bundesfinanzhof befinden muss. Ob die Kernbrennstoffsteuer rechtmäßig ist, wird letztlich vom Bundesverfassungsgericht oder vom Europäischen Gerichtshof zu klären sein. Bis dahin weisen wir die zurückerhaltenen Beträge als Steuerverbindlichkeit aus. Die Urteile der Finanzgerichte München und Hamburg haben somit keine unmittelbaren Auswirkungen auf unsere Ertragslage.

Leichte Absenkung der Eigenkapitalrenditen für Netzinvestitionen in Deutschland. Anfang November hat die Bundesnetzagentur die Eigenkapitalrenditen festgelegt, die den Strom- und Gasnetzbetreibern in der kommenden fünfjährigen Regulierungsperiode zugestanden werden. Für nach 2005 aktivierte Anlagen sind es 9,05 % und für Altanlagen 7,14 % pro Jahr – jeweils vor Körperschaftsteuer. Die neuen Sätze gelten für Betreiber von Gasnetzen ab 1. Januar 2013 und für Stromnetzbetreiber ab 1. Januar 2014. Derzeit liegt die erlaubte Eigenkapitalverzinsung bei 9,29 % bzw. 7,56 %. Die Bundesnetzagentur gibt an, dass sie sich bei der Festlegung der Eigenkapitalrenditen von der Entwicklung des Zinsniveaus auf den Kapitalmärkten und der Bewertung des unternehmerischen Risikos leiten ließ. Ursprünglich hatte sie eine noch deutlichere Absenkung beabsichtigt. Unseres Erachtens wäre der dringend erforderliche Netzausbau in Deutschland damit zusätzlich erschwert worden.

Bundesregierung erwägt zügigere Kürzung der deutschen Solarstromförderung. In Deutschland hält die Kontroverse um die Förderung von Solarstrom an. Hintergrund ist der ungebremste Ausbau der Photovoltaikanlagen, der zuletzt ein neues Rekordniveau erreichte: Nach Angaben der Bundesnetzagentur ist die installierte Leistung im vergangenen Jahr um 7,5 Gigawatt (GW) auf etwa 25 GW gestiegen. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) schätzt für 2012, dass auf Photovoltaik mehr als die Hälfte der Subventionen entfallen, die im Rahmen des EEG gewährt werden, obwohl Solaranlagen nur etwa ein Fünftel des EEG-Stroms produzieren. Der deutliche Kapazitätsausbau hat zur Folge, dass sich die EEG-Umlage, die Endverbraucher über ihre Stromrechnung bezahlen, stark erhöhen wird. Sie liegt 2012 bereits bei 3,59 Cent je kWh. Berechnungen der vier deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber zufolge könnte sie im kommenden Jahr auf bis zu 4,74 Cent ansteigen. Die Bundesregierung hat die Fördersätze für Solarstrom bereits seit Mitte 2010 in Halbjahresabständen gekürzt. Dies wurde aber durch einen Preisverfall am Markt für Photovoltaikmodule mehr als ausgeglichen. Der Bundesumweltminister plant nun, die Förderung in monatlichen Schritten abzusenken. Die Kürzung soll von der Höhe des Zubaus abhängen.

Veto-Recht der Länder bedeutet faktisch das Aus für CO_2-Speicherung in Deutschland. Für Projekte zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid gibt es in Deutschland kaum noch Perspektiven. Zwar verabschiedete der Bundestag Mitte Juni ein Kohlendioxidspeicher-Gesetz, das den Rechtsrahmen für solche Vorhaben geschaffen hätte. Das Gesetz fand im Bundesrat jedoch keine Mehrheit. Zudem hätte es den Bundesländern das Recht eingeräumt, eine Speicherung von CO_2 in ihrem Hoheitsgebiet abzulehnen. Einigen Ländern gehen ihre Befugnisse trotzdem nicht weit genug, anderen wiederum ist das Gesetz zu restriktiv. Eine Einigung im Vermittlungsausschuss zeichnet sich bislang nicht ab. Die EU-Staaten sind verpflichtet, eine Brüsseler Richtlinie zur Abtrennung und Speicherung von CO_2 in nationales Recht umzusetzen. In Großbritannien und den Niederlanden wurden bereits entsprechende Gesetze erlassen. Die Frist dafür ist im Juni 2011 abgelaufen.

Großbritannien: Britischer Strommarkt vor grundlegender Reform. Im Juli 2011 hat die britische Regierungskoalition aus Konservativen und Liberalen ein Rahmenprogramm (White Paper) zur Reform des Strommarktes veröffentlicht, mit dem sie insbesondere den Klimaschutz stärken will. Obwohl das White Paper im Dezember konkretisiert wurde, sind wesentliche Details der umfassenden Strommarktreform noch offen. Die Regierung erarbeitet derzeit eine Gesetzesvorlage, die sie im Frühjahr 2012 dem Parlament vorlegen wird.

Mit der Strommarktreform will die Regierung die Weichen dafür stellen, dass die CO_2-Intensität der britischen Stromerzeugung bis 2030 von heute 0,5 Tonnen CO_2 je Megawattstunde (MWh) auf 0,1 Tonnen sinkt. Erneuerbare Energien sollen 2020 mindestens 15% des Endenergiebedarfs decken und zu mindestens 30% der Stromerzeugung beitragen. Das im White Paper beschriebene Reformpaket umfasst u.a. die Einführung einer Steuer auf fossile Brennstoffe ab April 2013. Neben den Kosten für Emissionsrechte hätten Betreiber von Kohle- und Gaskraftwerken dann weitere Belastungen zu tragen. Die Höhe der Steuer hängt von der CO_2-Intensität des Brennstoffs ab. Der Tarif soll im Laufe der Zeit angehoben werden. Die Regierung will so erreichen, dass die Gesamtkosten für CO_2-Emissionen im Jahr 2020 mindestens 30 £ je Tonne CO_2 betragen. Das White Paper sieht ferner eine Obergrenze für Emissionen von Neuanlagen vor, die bei 0,45 Tonnen CO_2 je MWh liegt und ab 2014 gelten soll. Damit würden nur noch solche Kohlekraftwerke gebaut werden können, bei denen das Kohlendioxid zumindest teilweise aufgefangen und gespeichert wird.

Auf längere Sicht will die britische Regierung einen Kapazitätsmarkt einführen. Das heißt, Energieversorger sollen für das Vorhalten gesicherter Kraftwerksleistung eine Vergütung erhalten, auch wenn die Anlagen keinen Strom produzieren. Solche Reservekapazitäten gewinnen nach Einschätzung der Regierung zunehmend an Bedeutung, da mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien die wetter- oder tageszeitabhängigen Stromeinspeisungen ins Netz zunehmen.

Ein weiterer Eckpfeiler der Strommarktreform ist ein neues Vergütungssystem für klimaschonend erzeugten Strom aus regenerativen Quellen, aus Kernkraft oder aus fossilen Brennstoffen in Kombination mit der Abtrennung und Speicherung von CO_2. Das bestehende System zur Förderung der erneuerbaren Energien soll nach einer Übergangsphase abgelöst werden. Derzeit erhalten Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien sogenannte Renewables Obligation Certificates. Diese Zertifikate können sie an Vertriebsgesellschaften verkaufen, die damit nachweisen, dass ein staatlich vorgegebener Anteil ihres Stromabsatzes aus erneuerbaren Quellen stammt. In Zukunft soll es einen als „Contract for Difference" (CfD) bezeichneten Mechanismus geben. Der Grundgedanke dabei ist, dass den Versorgern für ihre Stromeinspeisungen ins Netz eine Vergütung vertraglich garantiert wird. Liegt der Preis, den sie am Großhandelsmarkt erzielen, unter dieser Vergütung, wird ihnen die Differenz erstattet. Im umgekehrten Fall müssen die Stromerzeuger Zahlungen leisten. Nach den Plänen der Regierung sollen die ersten CfD-Verträge im Jahr 2014 geschlossen werden.

1.4 WESENTLICHE EREIGNISSE

Die Beschlüsse der Bundesregierung zur Kernenergie prägten das zurückliegende Geschäftsjahr. Sie veranlassten uns, ein Maßnahmenpaket zur Stärkung unserer Finanzkraft aufzulegen. Darin enthalten sind zusätzliche Effizienzsteigerungen, eine Straffung des Investitionsprogramms und umfangreiche Desinvestitionen. Einige Aktivitäten haben wir bereits 2011 veräußert, darunter die Mehrheit am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion. Teil des Maßnahmenpakets war auch eine Kapitalerhöhung, die wir in einem schwierigen Marktumfeld erfolgreich abschließen konnten. Wichtige Meilensteine erreichten wir bei der Modernisierung unseres Erzeugungsportfolios: Ende 2011 waren drei hochmoderne Großkraftwerke mit 3,8 Gigawatt Gesamtleistung startbereit für den kommerziellen Betrieb.

Deutschland beschleunigt Ausstieg aus der Kernenergie. Vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat der Deutsche Bundestag den Ausstieg aus der Kernenergie beschleunigt. Am 30. Juni 2011 verabschiedete er eine Novelle des Atomgesetzes (AtG), die im August in Kraft trat und die sofortige Stilllegung von acht der insgesamt 17 deutschen Reaktoren vorsieht. Davon betroffen sind auch unsere Kraftwerksblöcke Biblis A und B. Für die verbliebenen neun Anlagen hat der Gesetzgeber spätestmögliche Abschalttermine festgelegt, die sich über einen Zeitraum von Ende 2015 bis Ende 2022 erstrecken. Ausführliche Informationen zu diesem Thema finden Sie auf Seite 43.

RWE beschließt Maßnahmenpaket zur Stärkung der Finanzkraft. Nicht zuletzt wegen der hohen Ertragseinbußen, die sich aus den Beschlüssen der Bundesregierung zur Kernenergie für uns ergeben, haben wir im August ein Maßnahmenpaket verabschiedet, das die Finanzkraft von RWE stärken und neue Wachstumsperspektiven eröffnen soll. Ein wichtiger Bestandteil des Pakets sind Desinvestitionen. Im August 2011 haben wir vorgestellt, welche Aktivitäten für einen Verkauf infrage kommen. Dies sind der tschechische Ferngasnetzbetreiber NET4GAS, unsere Beteiligung an Berlinwasser, einige deutsche Vertriebs- und Netzaktivitäten sowie ausgewählte Erzeugungskapazitäten. Außerdem kündigten wir an, RWE Dea als Ganzes oder einzelne Upstream-Aktivitäten veräußern zu wollen. Ein Komplettverkauf steht aber inzwischen nicht mehr auf der Agenda. Die Desinvestitionen sollen bis Ende 2013 abgeschlossen sein. Zum Maßnahmenpaket gehört auch eine Straffung des Investitionsbudgets. Ferner haben wir den Zielwert für das laufende Effizienzsteigerungsprogramm angehoben: Wir wollen nun gegenüber 2006 einen jährlichen Ergebnisbeitrag erwirtschaften, der sich bis Ende 2012 auf 1,5 Mrd. € erhöht; bislang waren 1,4 Mrd. € vorgesehen. Für die Zeit nach 2012 ist bereits ein neues Effizienzprogramm in Vorbereitung (siehe Seite 98). Zu den Maßnahmen, die wir im August beschlossen haben, zählt auch die Stärkung des Eigenkapitals durch Ausgabe neuer und im Bestand gehaltener RWE-Stammaktien. Dieses Vorhaben konnten wir trotz eines schwierigen Marktumfelds noch vor Jahresende umsetzen.

Eigenkapital um 2,1 Mrd. € erhöht. Im Dezember haben wir 52,3 Millionen neue und 28,1 Millionen im Eigenbestand gehaltene RWE-Stammaktien am Kapitalmarkt platziert. Bei einem Ausgabekurs von 26 € je Aktie erzielten wir einen Bruttoemissionserlös von rund 2,1 Mrd. €. Sämtliche Papiere wurden institutionellen Investoren im Rahmen einer beschleunigten Platzierung (Accelerated Bookbuilding) angeboten. Für die neuen Aktien war das Bezugsrecht ausgeschlossen, nicht aber für die Titel aus dem Eigenbestand. Letztere wurden daher unter Rücktrittsvorbehalt zugeteilt. Die RWE-Aktionäre haben vom Bezugsrecht regen Gebrauch gemacht: Insgesamt erwarben sie 18,96 Millionen Papiere. Nach Ablauf der Bezugsfrist am 21. Dezember konnte die Kapitalerhöhung abgeschlossen werden. Sie zählt zu den größten derartigen Transaktionen eines europäischen Industrieunternehmens in den vergangenen Jahren und kommt uns bei der Beurteilung unserer Bonität zugute. Standard & Poor's und Moody's hatten Mitte 2011 ihr Kreditrating für RWE um jeweils eine Stufe auf A- bzw. A3 gesenkt. Den Ausblick beließen sie bei „negativ".

RWE trennt sich von Mehrheit an Amprion. Auch bei der Umsetzung des Desinvestitionsprogramms sind wir vorangekommen. Anfang September haben wir einen Anteil von 74,9% an unserem deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion veräußert. Käufer ist ein Konsortium aus Versicherungen und Versorgungswerken, dem u.a. Gesellschaften der Munich Re, ERGO, Swiss Life und Talanx sowie die Ärzteversorgung Westfalen-Lippe angehören. RWE hielt zunächst selbst noch eine Beteiligung an dem Konsortium, veräußerte

sie aber Ende 2011. 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 bringt uns Entlastungen bei der Nettoverschuldung und den Investitionen. Amprion plant, in der laufenden Dekade 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.

Thyssengas und Minderheitsbeteiligung an Rostocker Kohlekraftwerk verkauft. Neben Amprion haben wir 2011 zwei weitere Aktivitäten veräußert. Im Februar schlossen wir den Verkauf von Thyssengas ab. In dem Unternehmen ist unser früheres deutsches Gasfernleitungsnetz zusammengefasst. Erworben wurde es von Infrastrukturfonds, die der australische Finanzdienstleister Macquarie verwaltet. Thyssengas transportiert jährlich fast 10 Mrd. m³ Erdgas durch ein Fernleitungsnetz mit einer Länge von ca. 4.100 Kilometern. Wir hatten uns gegenüber der EU-Kommission zum Verkauf der Gesellschaft verpflichtet. Ebenfalls im Februar veräußerten wir eine Minderheitsbeteiligung in Höhe von 24,6% an einem Steinkohlekraftwerk in Rostock. Die Anlage verfügt über eine Stromerzeugungskapazität von 553 Megawatt (MW) und liefert Fernwärme für das Netz der Stadtwerke Rostock. Käufer unseres Anteils ist die RheinEnergie AG mit Sitz in Köln.

RWE übernimmt 30% am niederländischen Kraftwerksbetreiber EPZ. Neben den erwähnten Desinvestitionen haben wir 2011 auch einige Akquisitionen getätigt. Größte Einzeltransaktion war der Erwerb der Energy Resources Holding B.V. (ERH). ERH gehörte früher zu Essent, konnte beim Erwerb des niederländischen Energieversorgers durch RWE im Jahr 2009 aber wegen offener Rechtsfragen noch nicht mitübernommen werden. ERH hält 30% am niederländischen Stromerzeuger EPZ. Dieser betreibt das Kernkraftwerk Borssele mit einer Nettoleistung von 485 MW, ein Steinkohlekraftwerk mit 406 MW und in geringem Umfang auch Windkraftanlagen. Entsprechend unserer Beteiligung an EPZ können wir 30% der Stromproduktion des Unternehmens selbst vermarkten. Der übrige Anteil an EPZ in Höhe von 70% wird vom Energieversorger Delta N.V. gehalten.

Wichtige Etappenziele beim Kraftwerksneubau erreicht. Bei der Modernisierung und Erweiterung unseres Kraftwerksparks haben wir 2011 große Fortschritte erzielt. Den Bau des Braunkohledoppelblocks in Neurath bei Köln konnten wir inzwischen abschließen. Für die Anlage mit einer Gesamtleistung von 2.100 MW gaben wir insgesamt 2,6 Mrd. € aus. Sie wird die kommerzielle Stromproduktion voraussichtlich Ende März 2012 aufnehmen. Auch unsere beiden niederländischen Gaskraftwerke Claus C und Moerdijk 2 sind fertiggestellt. Claus C am Standort Maasbracht, das über 1.304 MW verfügt, ging im Januar 2012 ans Netz – mehrere Monate früher als geplant. Für die hochmoderne Anlage mit einem Wirkungsgrad von nahezu 60% haben wir 1,1 Mrd. € ausgegeben. Das Gaskraftwerk Moerdijk 2 mit einer Leistung von 426 MW ist seit Februar 2012 im kommerziellen Betrieb. Die Investitionskosten hierfür beliefen sich auf 0,4 Mrd. €. Darüber hinaus legten wir im April 2011 den Grundstein für ein Gaskraftwerk in Denizli im Westen der Türkei. Die Anlage soll über eine Nettoleistung von 775 MW verfügen und Ende 2012 in Betrieb gehen. Eigentümer und Betreiber wird ein Joint Venture sein, an dem RWE 70% und das türkische Energieunternehmen Turcas 30% hält. Das Investitionsvolumen wird auf 0,5 Mrd. € veranschlagt.

Holzpelletfabrik in Georgia nimmt Produktion auf. Um die Brennstoffversorgung für unsere Biomasseanlagen nachhaltig zu sichern, haben wir im US-Bundesstaat Georgia eine Fabrik zur Herstellung von Holzpellets gebaut. Die Anlage ging Mitte Mai 2011 in Betrieb. Mit einer jährlichen Produktionskapazität von 750.000 Tonnen gehört sie zu den größten weltweit. Die Holzpellets kommen zunächst 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 stark ansteigen. Darüber hinaus wollen wir die Pellets in unserem britischen Kraftwerk Tilbury einsetzen. Die drei Steinkohleblöcke wurden 2011 für die Verfeuerung von Biomasse umgerüstet. Ihre Gesamtkapazität beträgt nun 750 MW.

RWE schließt Milliardenvertrag mit der Deutschen Bahn. RWE wird die Deutsche Bahn 15 Jahre lang mit Strom aus Wasserkraft beliefern. Dies wurde im Juli vertraglich vereinbart. Das Vertragsvolumen hat eine Größenordnung von 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 wir Strom aus Wasserkraftwerken von RWE Innogy in Höhe unserer Lieferungen an die Deutsche Bahn ins Netz einspeisen. Die Transaktion wurde bei der Vergabe der „Commodity Business Awards" im November 2011 als „Commodity Deal of the Year 2011" ausgezeichnet.

Aufsichtsrat beruft Peter Terium zum künftigen Vorstandsvorsitzenden der RWE AG. Peter Terium wird Nachfolger von Dr. Jürgen Großmann als Vorstandsvorsitzender der RWE AG. Dies hat der Aufsichtsrat der RWE AG in seiner Sitzung am 8. August 2011 beschlossen. Der 48-jährige Niederländer ist zum 1. September als Stellvertreter von Jürgen Großmann in den RWE-Vorstand eingetreten und soll nach dessen Ausscheiden zum 30. Juni 2012 die Leitung übernehmen. Peter Terium war u.a. bei KPMG und der Schmalbach-Lubeca AG tätig, bevor er zu RWE kam. Er verantwortete hier zunächst das Konzerncontrolling; später war er u.a. CEO von RWE Supply & Trading und von Essent. Sein Stellvertreter als Vorstandsvorsitzender der RWE AG wird ab 1. Juli 2012 Dr. Rolf Martin Schmitz sein. Der 54-jährige Rheinländer gehört dem Vorstand der RWE AG seit 2009 an. Er bekleidet das Amt des Chief Operating Officer.

1.5 ERLÄUTERUNG DER SEGMENTE

Konzernstruktur mit sieben Unternehmensbereichen. Die Berichterstattung über das abgelaufene Geschäftsjahr folgt derselben Segmentstruktur wie der Jahresabschluss 2010. Der RWE-Konzern ist untergliedert in sieben Unternehmensbereiche, die nach nationalen und funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind. Sie stellen sich wie folgt dar:

- Deutschland: Der Bereich besteht aus den Geschäftsfeldern Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze.

  Stromerzeugung: Das Geschäftsfeld enthält die Aktivitäten der RWE Power, des größten Stromproduzenten Deutschlands. Das Unternehmen setzt bei der Erzeugung vor allem auf die Energieträger Kohle, Gas und Kernkraft. Braunkohle fördert RWE Power selbst.

  Vertrieb/Verteilnetze: In diesem Geschäftsfeld haben wir unsere deutschen Vertriebs- und Verteilnetzaktivitäten gebündelt. Gesteuert werden sie von der RWE Deutschland, zu der im Wesentlichen die Netzgesellschaften Rhein-Ruhr und Westfalen-Weser-Ems, die RWE Vertrieb (inkl. eprimo, RWE Energiedienstleistungen und RWE Aqua), die RWE Effizienz, die RWE Gasspeicher sowie unsere deutschen Regionalgesellschaften gehören. Letztere betreiben über das Netz- und Endkundengeschäft hinaus in geringem Umfang auch eigene Stromerzeugungsanlagen. Das Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze umfasst 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: Mit dem Erwerb von Essent zum 30. September 2009 sind wir ein führender Energieversorger im Benelux-Raum geworden. Essent erzeugt im Kernmarkt Niederlande Strom aus Gas, Steinkohle und Biomasse und hält darüber hinaus eine Minderheitsbeteiligung am einzigen niederländischen Kernkraftwerk Borssele. Daneben ist das Unternehmen im Strom- und Gasvertrieb sowie im Gas-Midstream-Geschäft tätig. Einige seiner früheren Aktivitäten sind inzwischen anderen Unternehmensbereichen von RWE zugeordnet. Seit 1. Januar 2011 gilt dies auch für Teile des Gas-Midstream-Geschäfts von Essent, die wir auf RWE Supply & Trading übertragen haben.

- Großbritannien: Hier weisen wir RWE npower aus, einen der führenden Energieversorger des Landes. Das Unternehmen produziert Strom aus Gas, Steinkohle, Öl und Biomasse. Außerdem verkauft RWE npower Strom und Gas an Endkunden.

- Zentralost-/Südosteuropa: Dieses Segment enthält unsere Gesellschaften in Tschechien, Ungarn, Polen, der Slowakei und der Türkei. Unsere Aktivitäten in Tschechien umfassen 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 Stromwertschöpfungskette ab, von der Produktion über den Verteilnetzbetrieb bis zum Endkundengeschäft, 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 Unternehmen des Bereichs Zentralost-/Südosteuropa werden seit 2011 von der neu gegründeten RWE East mit Sitz in Prag geführt. Eine Ausnahme bildet NET4GAS, der Betreiber unseres tschechischen Gasfernleitungsnetzes: Aufgrund regulatorischer Vorgaben wird diese Gesellschaft direkt von der RWE AG geführt; in der Berichterstattung ist sie aber Teil des Bereichs Zentralost-/Südosteuropa.

- Erneuerbare Energien: Der Bereich umfasst die 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 Deutschland, Großbritannien, Norwegen und Ägypten.

- 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. Diese Aktivitäten wurden zum 1. Januar 2011 teilweise an den Unternehmensbereich Deutschland abgegeben.

Einzelne konzernübergreifende Aktivitäten weisen wir außerhalb der Unternehmensbereiche unter der Position „Sonstige, Konsolidierung“ aus. Dies sind die Konzernholding RWE AG, unsere internen Dienstleister RWE Service, RWE IT und RWE Consulting sowie RWE Technology. Darüber hinaus enthält die Position den zum 28. Februar 2011 veräußerten Gasfernleitungsnetzbetreiber Thyssengas. In den Zahlen für 2011 ist das Unternehmen noch mit den Monaten Januar und Februar enthalten. Auch den Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion weisen wir unter „Sonstige, Konsolidierung“ aus. Allerdings haben wir die Bilanzierung im September 2011 auf die Equity-Methode umgestellt, da wir seither nur noch eine Minderheitsbeteiligung an Amprion halten. Die nach der Umstellung getätigten Umsätze und Investitionen fließen nicht mehr in den Konzernabschluss ein. Zum EBITDA und zum betrieblichen Ergebnis von RWE trägt das Unternehmen aber weiterhin bei, und zwar mit dem anteiligen Nachsteuerergebnis.

Vollkonsolidierung des niederrheinischen Versorgers NVV. Seit Anfang 2011 beziehen wir die NVV AG – inzwischen umbenannt in NEW AG – als vollkonsolidierte Gesellschaft in den Konzernabschluss ein. Die NEW mit Sitz in Mönchengladbach ist einer der führenden Versorger in der Region Niederrhein. Sie hält u.a. Mehrheitsanteile an NEW Viersen (vormals: Niederrheinwerke Viersen) und NEW Tönisvorst (vormals: Stadtwerke Tönisvorst). Zuvor war NEW assoziiertes Unternehmen der RWE Deutschland AG und wurde nach der Equity-Methode bilanziert.

1.6 GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Das Geschäftsjahr 2011 brachte hohe Belastungen für uns – auch solche, die wir nicht erwartet hatten. Besonders der beschleunigte Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie traf uns hart. Defizitäre Gasbezugsverträge und rückläufige Margen in der Stromerzeugung hinterließen ebenfalls deutliche Spuren im Konzernabschluss: Das betriebliche Ergebnis blieb um 24% unter dem hohen Niveau von 2010 und das nachhaltige Nettoergebnis um 34%. Trotz dieser Ertragseinbußen sind wir organisch weiter gewachsen. Die Sachinvestitionen erreichten 2011 wieder die Rekordmarke des Vorjahres.

Stromaufkommen der Unternehmensbereiche	Deutschland		Niederlande/ Belgien		Großbritannien		Zentralost-/ Südosteuropa		Erneuerbare Energien		RWE-Konzern	
in Mrd. kWh	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Eigenerzeugung	152,0[1]	165,1[1]	11,5	14,3	29,9	34,3	5,9	5,7	6,4	5,9	205,7	225,3
Braunkohle	68,3	65,4	-	-	-	-	5,8	5,6	-	-	74,1	71,0
Steinkohle	34,0	39,0	5,1	5,7	8,6	10,4	-	-	0,1	0,1	47,8	55,2
Kernenergie	34,3	45,2	-	-	-	-	-	-	-	-	34,3	45,2
Gas	11,8	11,9	5,1	6,8	21,3	23,8	0,1	0,1	0,2	0,2	38,5	42,8
Erneuerbare Energien	1,4	1,5	1,3	1,8	-	-	-	-	6,1	5,6	8,8	8,9
Pumpwasser, Öl, Sonstige	2,2	2,1	-	-	-	0,1	-	-	-	-	2,2	2,2
Konzernexterner Strombezug	32,1	27,2	10,2[2]	8,6[2]	22,3[2]	18,0[2]	19,2[2]	20,5[2]	-	0,1	107,1[3]	104,4[3]
Gesamt	**184,1**	**192,3**	**21,7**	**22,9**	**52,2**	**52,3**	**25,1**	**26,2**	**6,4**	**6,0**	**312,8**	**329,7**

1 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht im RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Im Geschäftsjahr 2011 waren dies 22,9 Mrd. kWh, davon 20,8 Mrd. kWh aus Steinkohle.
2 Die ausgewiesenen Strommengen wurden ganz oder teilweise über unser Handelsgeschäft bezogen.
3 Inkl. Bezugsmengen von RWE Supply & Trading und Amprion

Stromerzeugung um 9% rückläufig. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 205,7 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom produziert, 9% weniger als 2010. Davon entfielen 36% auf den Energieträger Braunkohle, 23% auf Steinkohle, 19% auf Gas und 17% auf Kernenergie; der Anteil der erneuerbaren Energien betrug 4%. Eigenerzeugung und Fremdbezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 312,8 Mrd. kWh (Vorjahr: 329,7 Mrd. kWh). In den Unternehmensbereichen zeigte sich folgendes Bild:

- Deutschland: Der Unternehmensbereich Deutschland produzierte 152,0 Mrd. kWh Strom. Darin eingeschlossen ist auch Strom aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können. Hierbei handelt es sich größtenteils um Steinkohleblöcke. Gegenüber 2010 hat sich die Erzeugung des Unternehmensbereichs Deutschland um 8% verringert. Die Energiewende der Bundesregierung nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hatte zur Folge, dass beide Blöcke des Kernkraftwerks Biblis seit März 2011 keinen Strom mehr produzieren dürfen. Darüber informieren wir ausführlich auf Seite 43. Auch unsere Steinkohlekraftwerke waren weniger im Einsatz als im Vorjahr: Die Marktbedingungen haben sich für sie verschlechtert; außerdem führten Revisionen zu längeren Stillstandszeiten.

- Niederlande/Belgien: Die Stromproduktion von Essent sank um 20% auf 11,5 Mrd. kWh. Wegen ungünstiger Marktbedingungen hat sich insbesondere die Auslastung unserer niederländischen Gaskraftwerke stark verringert. Hinzu kam, dass ein Block des Steinkohlekraftwerks Amer wegen planmäßiger Revisionsarbeiten von April bis November 2011 außer Betrieb war.

- Großbritannien: RWE npower steuerte 29,9 Mrd. kWh zur Stromproduktion bei und damit 13% weniger als im Vorjahr. Im März 2011 nahmen wir unsere drei Steinkohleblöcke in Tilbury vom Netz, um sie zu Biomasseanlagen umzurüsten. Die Blöcke konnten ab Dezember 2011 wieder schrittweise angefahren werden. Positiven Einfluss auf die Entwicklung der Strommengen hatte das neue Gaskraftwerk in Staythorpe. Die Anlage mit einer Nettogesamtleistung von 1.728 Megawatt (MW) hat in der

zweiten Jahreshälfte 2010 den Betrieb aufgenommen. Allerdings waren zwei der vier Blöcke für mehrere Monate nicht verfügbar, weil ihre Transformatoren vom Hersteller ausgetauscht werden mussten.

- Zentralost-/Südosteuropa: Die hier erzeugten Mengen lagen mit 5,9 Mrd. kWh etwas über denen des Vorjahres. Sie sind nahezu vollständig dem ungarischen Braunkohleverstromer Mátra zuzuordnen.

- Erneuerbare Energien: RWE Innogy konnte die Stromproduktion um 8 % auf 6,4 Mrd. kWh steigern, vor allem wegen des Ausbaus der Windkraftkapazität. Das Unternehmen hatte im Laufe des Vorjahres je zwei Onshore-Windparks in Polen und Italien mit zusammen 118 MW Nettoleistung in Betrieb genommen. Im Jahr 2011 kamen Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 95 MW hinzu. Dabei handelt es sich hauptsächlich um Onshore-Windkraftanlagen in Spanien, Großbritannien, Italien und Deutschland. Gegenüber dem windschwachen Vorjahr hat sich die Auslastung unserer Windkraftanlagen stark verbessert. Trotzdem blieb sie 2011 noch etwas hinter den Erwartungen zurück. Stark gesunken ist dagegen die Stromerzeugung unserer deutschen Laufwasserkraftwerke, denn die Niederschlags- und Schmelzwassermengen waren außergewöhnlich gering und die Flüsse führten deshalb weniger Wasser.

Zusätzlich zur Eigenerzeugung beziehen wir Strom von Anbietern außerhalb des Konzerns. Diese Mengen summierten sich auf 107,1 Mrd. kWh und waren damit um 3 % höher als 2010. Hier spiegelt sich die rückläufige Eigenerzeugung wider. In den Bezügen enthalten ist auch Strom, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von Dritten in das RWE-Netz eingespeist wurde.

Mit 49 Gigawatt Kraftwerkskapazität einer der führenden Stromerzeuger in Europa. Zum Ende des Geschäftsjahres 2011 verfügte der RWE-Konzern über eine Kraftwerksleistung von 49,2 GW. Damit liegen wir unter den europäischen Energieversorgern an fünfter Stelle. In den Zahlen enthalten sind die bereits erwähnten vertraglich gesicherten Kapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden. Dagegen nicht erfasst sind die neuen Gaskraftwerke in den Niederlanden und der Braunkohledoppelblock in Neurath bei Köln; die Anlagen waren zwar Ende 2011 fertiggestellt, hatten aber noch nicht den kommerziellen Betrieb aufgenommen. Gegenüber 2010 hat sich die Erzeugungskapazität des RWE-Konzerns um 3,0 GW verringert. Hauptgrund war, dass unser Kernkraftwerk Biblis wegen der deutschen Energiewende den Betrieb einstellen musste. Mit 28 % (Vorjahr: 29 %) hat Steinkohle nach wie vor den größten Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität im RWE-Konzern, gefolgt von Gas mit 24 % (22 %) und Braunkohle mit 21 % (21 %). Kernenergie liegt nur noch bei 8 % (12 %). Auf den gleichen Wert kommen die erneuerbaren Energien. Sie haben damit gegenüber 2010 um zwei Prozentpunkte zugelegt. Ausschlaggebend dafür ist die erwähnte Umrüstung des britischen Steinkohlekraftwerks Tilbury zu einer Biomasseanlage. Auf den Unternehmensbereich Deutschland entfielen 64 % unserer Erzeugungskapazität, auf Großbritannien 23 % und auf Niederlande/Belgien 6 %.

Kraftwerkskapazität der Unternehmensbereiche Stand: 31.12.11, in MW	Deutschland[1]	Niederlande/ Belgien	Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	RWE-Konzern
Primärenergieträger						
Steinkohle	9.555	916	3.512	-	10[2]	13.993
Gas	5.228	1.897	4.557	147	44[2]	11.873
Braunkohle	9.799	-	-	763	19[2]	10.581
Kernenergie	3.901	-	-	-	-	3.901
Erneuerbare Energien	313	331	742	1	2.357	3.744
Pumpwasser, Öl, Sonstige	2.489	-	2.657	-	-	5.146
Gesamt	**31.285**	**3.144**	**11.468**	**911**	**2.430**	**49.238**

1 Inkl. Kapazitäten von Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Zum 31. Dezember 2011 waren dies 8.547 MW, davon 6.382 MW Stromerzeugungskapazität auf Basis von Steinkohle.
2 Überwiegend Anlagen zur Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung

CO_2-Emissionen um 2 % gesunken. Im Geschäftsjahr 2011 verursachten unsere Kraftwerke einen Kohlendioxidausstoß von 161,9 Mio. Tonnen. Davon entfielen 141,5 Mio. Tonnen CO_2 auf unsere eigenen Anlagen und die restlichen 20,4 Mio. Tonnen auf vertraglich gesicherte Kapazitäten. Unsere Emissionen lagen um 3,0 Mio. Tonnen bzw. 2 % unter dem Vorjahresniveau. Zurückzuführen ist das auf den Rückgang der Produktion unserer Steinkohle- und Gaskraftwerke. Unser spezifischer Emissionsfaktor – das ist der Kohlendioxidausstoß je erzeugter Megawattstunde (MWh) Strom – hat sich dagegen erhöht, und zwar von 0,732 auf 0,787 Tonnen je MWh. Hauptgrund ist der Betriebsstopp für unser Kernkraftwerk Biblis. Dadurch ist der Anteil des CO_2-frei oder CO_2-arm erzeugten Stroms an unserer Gesamtproduktion gesunken. Gegenläufig wirkte der fortgesetzte Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf Basis von Gas und erneuerbaren Energien.

Im Berichtsjahr wurden uns kostenlose staatliche Emissionsrechte (sogenannte EU Allowances – EUAs) für einen CO_2-Ausstoß in Höhe von 116,6 Mio. Tonnen zugeteilt. In Deutschland erhielten wir Emissionsberechtigungen für 85,4 Mio. Tonnen, in Großbritannien für 17,2 Mio. Tonnen und in den Niederlanden für 8,6 Mio. Tonnen. Insgesamt reichte die Zuteilung bei Weitem nicht aus, um unsere Emissionen abzudecken. Wir mussten daher Zertifikate zukaufen. Auf Konzernebene betrug die Unterausstattung 45,3 Mio. Tonnen.

Emissionsbilanz der Unternehmensbereiche	Deutschland[1]		Niederlande/ Belgien		Großbritannien		Zentralost-/ Südosteuropa		RWE-Konzern[2]	
in Mio. Tonnen CO_2	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
CO_2-Ausstoß	132,4	130,9	6,2	8,3	16,2	18,9	6,8	6,5	161,9	164,9
Kostenlos zugeteilte CO_2-Zertifikate	85,4	85,1	8,6	8,5	17,2	16,2	5,0	4,9	116,6	115,1
Unterausstattung mit CO_2-Zertifikaten	47,0	45,8	–2,4	–0,2	–1,0	2,7	1,8	1,6	45,3	49,8

1 Inkl. Kraftwerke, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Diese Anlagen emittierten im Berichtsjahr 20,4 Mio. Tonnen CO_2. Zugeteilt wurden ihnen Zertifikate für 18,9 Mio. Tonnen.
2 Inkl. geringer Mengen im Unternehmensbereich Erneuerbare Energien, die überwiegend Anlagen zur Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung zuzuordnen sind.

Bis 2020 dürfen wir in Summe ca. 100 Mio. Tonnen unseres CO_2-Ausstoßes durch Einreichung von Zertifikaten abdecken, die durch Emissionsminderungen im Rahmen der Kyoto-Mechanismen Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) geschaffen wurden. Von dieser Möglichkeit machen wir Gebrauch, weil die Kosten für solche Emissionsrechte teilweise deutlich unter den Marktpreisen für EUAs liegen. Zum Bilanzstichtag hatten wir Zertifikate aus CDM/JI-Maßnahmen für 74,5 Mio. Tonnen CO_2 vertraglich gesichert. Allerdings besteht die Möglichkeit, dass Projekte nicht umgesetzt werden oder ihre Emissionseinsparungen hinter den Erwartungen zurückbleiben. Unter Einbeziehung solcher Risiken schätzen wir, dass uns Emissionsrechte für 43,7 Mio. Tonnen CO_2 zufließen werden. Bis Ende 2011 haben wir bereits Zertifikate für 25,5 Mio. Tonnen erhalten und Zertifikate für 16,4 Mio. Tonnen eingesetzt.

RWE Dea baut Upstream-Position aus. Neben Strom produziert RWE auch Gas und Öl. Durch umfangreiche Investitionen hat unsere Upstream-Tochter RWE Dea ihre Position 2011 weiter ausgebaut. Die wichtigsten Wachstumsprojekte verfolgt das Unternehmen in der britischen Nordsee, an der Küste vor Norwegen und in Nordafrika. Zum 31. Dezember 2011 summierten sich die Reserven und Ressourcen der

RWE Dea für Rohöl und Erdgas auf 237 Mio. m³ Öläquivalente (OE). Das sind 4% mehr als ein Jahr zuvor (228 Mio. m³ OE). Als Reserven bezeichnet man in der Erde lagernde Rohstoffe, deren Existenz nachgewiesen werden konnte und deren Förderung wirtschaftlich sinnvoll und rechtlich gesichert ist. Davon abzugrenzen sind die Ressourcen: Dabei handelt es sich um Rohstoffvorkommen, die nicht alle vorgenannten Kriterien erfüllen oder die geologisch noch nicht genau erfasst wurden.

Ölförderung um 9% gesteigert – Gasproduktion um 4% unter Vorjahr. Im zurückliegenden Geschäftsjahr förderte RWE Dea 2.664 Mio. m³ Gas und 2.478 Tsd. m³ Öl. Zusammengerechnet entspricht dies 5.056 Tsd. m³ OE oder 31,8 Mio. Barrel OE. Gegenüber 2010 hat sich das Fördervolumen um 2% erhöht. Einen deutlichen Anstieg um 9% verzeichneten wir beim Rohöl, u.a. durch zusätzliche Bohrungen im deutschen Nordseefeld Mittelplate und im Golf von Suez. Eine noch größere Rolle aber spielte, dass im November 2010 mit der Produktion im norwegischen Feld Gjøa begonnen wurde. Dort fördern wir nicht nur Öl, sondern auch Gas. Trotzdem waren die Gasmengen der RWE Dea insgesamt um 4% rückläufig. Ausschlaggebend dafür ist die Ausschöpfung bestehender Reserven in unseren deutschen und britischen Konzessionsgebieten, die wir trotz des laufenden Ausbaus unserer Upstream-Position noch nicht ausgleichen konnten.

Stromabsatz: Rückgang um 5%. Im zurückliegenden Geschäftsjahr haben wir 294,6 Mrd. kWh Strom an konzernexterne Kunden geliefert und damit 5% weniger als 2010. Der Stromabsatz liegt typischerweise etwas unter dem Stromaufkommen. Ausschlaggebend dafür sind Netzverluste sowie der Eigenverbrauch bei der Braunkohleförderung und in Pumpspeicherkraftwerken.

Stromabsatz des RWE-Konzerns nach Regionen 2011 (2010)
in %

1 Angepasste Vorjahreswerte

Außenabsatz Strom	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Stromhandel		Gesamt	
in Mrd. kWh	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Deutschland	25,5	26,0	31,4	29,1	60,4	58,0	-	-	117,3	113,1
Niederlande/Belgien[1]	10,7	11,0	10,3	11,0	-	-	-	-	21,0	22,0
Großbritannien	17,4	19,1	32,9	30,8	-	-	-	-	50,3	49,9
Zentralost-/Südosteuropa	8,7	7,9	9,2	10,2	5,8	6,5	-	-	23,7	24,6
Trading/Gas Midstream[1]	-	-	28,8	32,0	-	-	20,8	31,3	49,6	63,3
RWE-Konzern[1, 2]	**62,6**	**64,4**	**113,1**	**113,2**	**98,1**	**102,3**	**20,8**	**31,3**	**294,6**	**311,2**

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

- Deutschland: Der Unternehmensbereich setzte 117,3 Mrd. kWh Strom ab und damit 4 % mehr als im Vorjahr. Wesentlich dazu beigetragen hat die erstmalige Vollkonsolidierung der NVV, die jetzt unter dem Namen NEW firmiert (siehe Seite 50). Ohne NEW ergibt sich ein Plus von 2 %. Die Übernahme von Teilen des Key-Account-Geschäfts der RWE Supply & Trading führte zu Mehrabsatz mit Industrie- und Geschäftskunden. Daneben profitierten wir von der robusten Konjunktur. Außerdem wurde mehr EEG-Strom in unser Netz eingespeist und an Weiterverteiler durchgereicht. Demgegenüber hatte die mildere Witterung zur Folge, dass Nutzer von Elektrospeicherheizungen weniger Strom benötigten. Dies dämpfte den Absatz mit Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben. In diesem Vertriebssegment hatten wir zum Bilanzstichtag 6.959 Tsd. Stromkunden. Ende 2010 waren es 6.674 Tsd. gewesen. Der deutliche Anstieg ist auf die Einbeziehung von NEW zurückzuführen; dadurch weisen wir 361 Tsd. Privat- und Gewerbekunden zusätzlich aus. Ferner haben wir Kunden des insolventen Discounters TelDaFax übernommen.

- Niederlande/Belgien: Essent erzielte einen Stromabsatz in Höhe von 21,0 Mrd. kWh. Gegenüber 2010 ist das ein Rückgang um 5 %, der sich u.a. daraus ergibt, dass einige Industrie- und Geschäftskunden den Anbieter gewechselt haben. Im Segment der Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe verzeichneten wir ebenfalls Mengeneinbußen. Wir führen sie u.a. auf Witterungseinflüsse zurück. Ende 2011 versorgten wir in den Niederlanden 2.169 Tsd. Privat- und Gewerbekunden mit Strom. Unsere Marktposition blieb damit stabil. In Belgien hat sich die Kundenzahl um 17 Tsd. auf 177 Tsd. erhöht.

- Großbritannien: Die Stromlieferungen von RWE npower sind geringfügig auf 50,3 Mrd. kWh angestiegen. In Großbritannien haben wir Industrie- und Geschäftskunden hinzugewonnen. Die Zahl der von uns belieferten Privathaushalte und kleinen Gewerbebetriebe hat sich um 58 Tsd. auf 3.935 Tsd. erhöht. Allerdings war hier der Stromverbrauch pro Kunde rückläufig. Das ist Folge der milderen Witterung, aber auch von Fortschritten auf dem Gebiet der Energieeffizienz.

- Zentralost-/Südosteuropa: Der Stromabsatz des Bereichs lag mit 23,7 Mrd. kWh um 4 % unter dem des Vorjahres. In Ungarn und Polen haben wir Industrie- und Geschäftskunden verloren. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben zeigte sich folgendes Bild: In Ungarn lag die Kundenzahl Ende 2011 mit 2.178 Tsd. annähernd auf Vorjahresniveau, während sie in Polen geringfügig auf 897 Tsd. gestiegen ist. Seit Frühjahr 2010 vermarkten wir auch in Tschechien Strom. Unsere Expansion in diesem Markt schlug sich positiv im Absatz nieder. Wir haben dort bereits 80 Tsd. Privat- und Gewerbekunden.

- Trading/Gas Midstream: Die externen Stromlieferungen sind hier um 22 % auf 49,6 Mrd. kWh zurückgegangen. Im Zuge des Rückgangs unserer Erzeugung sanken auch die von RWE Supply & Trading getätigten Verkäufe von Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt. Außerdem wies der Bereich einen geringeren Absatz mit Großkunden (Key Accounts) aus, weil Teile dieses Geschäfts auf den Unternehmensbereich Deutschland übertragen wurden.

Außenabsatz Gas	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
in Mrd. kWh	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Deutschland	27,5	29,0	24,0	23,7	31,8	44,9	83,3	97,6
Niederlande/Belgien[1]	36,9	43,2	50,8	69,6	-	-	87,7	112,8
Großbritannien	38,0	48,8	2,2	4,5	-	-	40,2	53,3
Zentralost-/Südosteuropa	27,0	35,6	27,4	29,4	4,5	8,5	58,9	73,5
Upstream Gas & Öl	-	-	1,7	2,1	16,0	16,5	17,7	18,6
Trading/Gas Midstream	-	-	23,1	26,4	11,3[2]	12,6	34,4	39,0
RWE-Konzern[1]	**129,4**	**156,6**	**129,2**	**155,7**	**63,6[2]**	**83,1**	**322,2**	**395,4**

1 Angepasste Vorjahreswerte
2 Inkl. Gashandel

Milde Witterung dämpft Gasabsatz. Unsere konzernexternen Gaslieferungen haben sich um 19% auf 322,2 Mrd. kWh verringert. Die gegenüber 2010 wesentlich mildere Witterung schlug sich in einem geringeren Heizwärmebedarf nieder. Auch wettbewerbsbedingte Kundenverluste trugen zum Mengenrückgang bei, besonders in Tschechien.

- Deutschland: Der Unternehmensbereich verkaufte 83,3 Mrd. kWh Gas. Trotz erstmaliger Einbeziehung des Absatzes von NEW blieben wir damit um 15% hinter dem Vorjahreswert zurück. Der Witterungseinfluss dämpfte den Absatz in allen Vertriebssegmenten. Besonders hohe Mengeneinbußen verzeichneten wir im Geschäft mit Weiterverteilern, von denen einige den Anbieter gewechselt oder sich verstärkt bei anderen Gaslieferanten eingedeckt haben. Auch bei Industrie- und Geschäftskunden kam es zu wettbewerbsbedingten Absatzeinbußen, die aber durch positive Konjunktureffekte und die Übernahme von Teilen des Key-Account-Geschäfts der RWE Supply & Trading mehr als ausgeglichen wurden. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben machte sich der negative Witterungseffekt besonders bemerkbar, während sich unsere Marktposition etwas verbesserte: In diesem Segment hatte der Unternehmensbereich Deutschland zum Bilanzstichtag 1.295 Tsd. Gaskunden. Im zurückliegenden Geschäftsjahr sind 204 Tsd. hinzugekommen, davon 137 Tsd. über NEW.

- Niederlande/Belgien: Auch bei Essent hinterließ die mildere Witterung deutliche Spuren im Gasabsatz, der sich um 22% auf 87,7 Mrd. kWh verringerte. Außerdem haben einige größere Industrie- und Geschäftskunden den Anbieter gewechselt. Die Zahl der von Essent versorgten Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe hat sich in den Niederlanden um 17 Tsd. auf 1.942 Tsd. verringert, während sie in Belgien um 25 Tsd. auf 82 Tsd. gestiegen ist.

Gasabsatz des RWE-Konzerns nach Regionen 2011 (2010)
in %

- Großbritannien: Die Gaslieferungen von RWE npower sanken um 25% auf 40,2 Mrd. kWh. Neben dem Witterungseffekt kamen dabei auch Energieeinsparungen zum Tragen. RWE npower hat zudem einige Industrie- und Geschäftskunden verloren. Die Zahl der Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe, die wir mit Gas beliefern, stieg dagegen um 75 Tsd. auf 2.636 Tsd.; von diesen Kunden bezogen 2.373 Tsd. auch Strom von uns.

- Zentralost-/Südosteuropa: Der Gasabsatz dieses Unternehmensbereichs lag mit 58,9 Mrd. kWh um 20% unter dem Vorjahresniveau. Auch hier spielte der niedrigere Heiz-

wärmebedarf eine zentrale Rolle, ebenso jedoch der zunehmende Wettbewerbsdruck in unserem Kernmarkt Tschechien. Wir haben dort einige große Industrie- und Geschäftskunden verloren. Hinzu kam, dass ein von uns belieferter Weiterverteiler seinen Gasbedarf verstärkt bei anderen Anbietern gedeckt hat. Die Zahl unserer tschechischen Privat- und Gewerbekunden ist um 300 Tsd. auf 1.836 Tsd. gesunken. Einen positiven Trend sehen wir dagegen in der Slowakei, wo unsere im Juli 2008 gegründete Vertriebstochter RWE Gas Slovensko ihre Marktposition ausbauen konnte. Das Unternehmen steigerte seinen Absatz trotz des ungünstigen Witterungseinflusses um 3,1 Mrd. auf 10,9 Mrd. kWh.

- Upstream Gas & Öl: RWE Dea lieferte 17,7 Mrd. kWh Gas an konzernfremde Kunden. Der Vorjahreswert wurde damit um 5 % unterschritten. Hierin spiegelt sich der Förderrückgang in unseren deutschen und britischen Konzessionsgebieten wider.

- Trading/Gas Midstream: Der Unternehmensbereich setzte 34,4 Mrd. kWh Gas außerhalb des Konzerns ab. RWE Supply & Trading konzentriert sich auf die Gasbeschaffung für RWE-Gesellschaften und erzielt daher überwiegend Innenabsatz. Die externen Lieferungen sind zum einen dem Key-Account-Geschäft zuzuordnen; zum anderen handelt es sich um überschüssige Bezugsmengen, die wir direkt an Weiterverteiler oder über den Großhandel weiterverkaufen. Gegenüber 2010 hat sich der Gasabsatz um 12 % verringert. Maßgeblich dafür war die erwähnte Übertragung von Teilen des Key-Account-Geschäfts auf den Unternehmensbereich Deutschland.

Außenumsatz um 3 % unter Vorjahr. Der RWE-Konzern erwirtschaftete einen Außenumsatz von 51.686 Mio. €. Damit blieben wir um 3 % hinter dem Vorjahreswert zurück. Stark verringert haben sich die Erlöse aus dem Verkauf konzerneigener Stromerzeugung durch RWE Supply & Trading. Außerdem wirkten sich der rückläufige Gasabsatz und die Entkonsolidierung von Thyssengas und Amprion aus. Dem standen positive Effekte aus der Vollkonsolidierung von NEW und aus gestiegenen Rohölnotierungen gegenüber. Auch Wechselkursänderungen beeinflussten die Erlösentwicklung. Für das britische Pfund mussten 2011 durchschnittlich 1,15 € bezahlt werden; im Vorjahr waren es 1,17 € gewesen. Der US-Dollar gab ebenfalls nach, und zwar von 0,76 auf 0,71 €. Dagegen hat sich die tschechische Krone gegenüber dem Euro von 0,040 auf 0,041 € verteuert. Lässt man wesentliche Konsolidierungs- und Wechselkurseinflüsse außer Betracht, war der Konzernumsatz um 2 % rückläufig.

Außenumsatz in Mio. €	2011	2010	+/– in %
Deutschland	21.520	19.528	10,2
Stromerzeugung	1.166	1.072	8,8
Vertrieb/Verteilnetze	20.354	18.456	10,3
Niederlande/Belgien	5.818	6.510	–10,6
Großbritannien	7.696	7.759	–0,8
Zentralost-/Südosteuropa	4.990	5.297	–5,8
Erneuerbare Energien	443	366	21,0
Upstream Gas & Öl	1.766	1.353	30,5
Trading/Gas Midstream	5.750	7.517	–23,5
Sonstige, Konsolidierung	3.703	4.990	–25,8
RWE-Konzern	**51.686**	**53.320**	**–3,1**
Davon:			
Stromerlöse	33.765	34.803	–3,0
Gaserlöse	13.229	14.491	–8,7
Ölerlöse	1.641	1.049	56,4
Erdgas-/Stromsteuer	2.533	2.598	–2,5
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	**49.153**	**50.722**	**–3,1**

- Deutschland: Der Außenumsatz des Unternehmensbereichs lag mit 21.520 Mio. € um 10% über dem Vorjahreswert; ohne NEW ergäbe sich ein Plus von 6%. Die Stromerlöse stiegen um 14% auf 16.148 Mio. €. Neben den erläuterten Mengeneffekten trugen dazu Preisanhebungen bei, mit denen wir auf den starken Anstieg der Aufwendungen aus dem EEG reagierten. Die Umlage für EEG-Strom belief sich 2011 auf 3,5 Cent je kWh. Das sind 1,5 Cent mehr als im Vorjahr. Unsere Preiserhöhungen fielen allerdings geringer aus, weil wir im Stromeinkauf Einsparungen erzielt und diese an unsere Kunden weitergegeben haben. Im Gasgeschäft ist der Umsatz um 8% auf 3.526 Mio. € gesunken. Den Ausschlag gaben die witterungsbedingten Absatzeinbußen.

- Niederlande/Belgien: Der Bereich setzte 5.818 Mio. € um und damit 11% weniger als im Vorjahr. Die Stromerlöse verringerten sich um 2% auf 2.141 Mio. € und die Gaserlöse um 16% auf 3.460 Mio. €. Hauptursache waren auch hier Mengeneffekte.

- Großbritannien: RWE npower erzielte einen Außenumsatz von 7.696 Mio. €. Das ist geringfügig weniger als 2010. Rechnet man Wechselkurseffekte heraus, ergibt sich allerdings ein leichtes Plus. Die Stromerlöse haben sich um 3% auf 5.447 Mio. € erhöht. Auf Pfund-Basis sind sie um 5% gestiegen. Neben der erfolgreichen Akquise von Industrie- und Geschäftskunden gaben dafür kostenbedingte Preisanpassungen den Ausschlag: RWE npower hat die Privatkundentarife zum 4. Januar 2011 um durchschnittlich 5,1% und zum 1. Oktober um weitere 7,2% angehoben. Auch die Gastarife sind zu den genannten Stichtagen erhöht worden, und zwar um 5,1 bzw. 15,7%. Trotzdem hat sich der Gasumsatz von RWE npower mengenbedingt um 16% auf 1.697 Mio. € verringert. In britischen Pfund war er um 14% rückläufig.

- Zentralost-/Südosteuropa: Der Außenumsatz des Bereichs belief sich auf 4.990 Mio. €; er war damit um 6% niedriger als im Vorjahr. Der gleiche Rückgang ergibt sich, wenn man Effekte aus der Währungsumrechnung eliminiert. Die Stromerlöse sanken um 3% auf 2.406 Mio. € und die Gaserlöse um 8% auf 2.478 Mio. €. Auch hier bestimmten Absatzverluste die Umsatzentwicklung.

- Erneuerbare Energien: RWE Innogy legte beim Außenumsatz um 21% auf 443 Mio. € zu. Hier kam die höhere Erzeugung zum Tragen. Daneben profitierten wir vom gestiegenen Preisniveau an den Strom-Großhandelsmärkten; dies betraf im Wesentlichen spanische Windkraftanlagen und jene deutschen Laufwasserkraftwerke, die nicht unter das EEG fallen. Mehrerlöse erzielten wir auch durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen für Erzeugungsmengen, die wir direkt vermarkteten. Mit den Nachweisen können unsere Abnehmer beim Weiterverkauf des Stroms belegen, dass er aus regenerativen Quellen stammt.

- Upstream Gas & Öl: RWE Dea steigerte den Außenumsatz um 31% auf 1.766 Mio. €. Das Unternehmen setzte seine Rohöl- und Gasproduktion zu wesentlich höheren Preisen ab als im Vorjahr. Hinzu kamen positive Effekte aus der gestiegenen Förderung von Rohöl, während der leichte Rückgang beim Gas und die Abwertung des US-Dollars gegenüber dem Euro den Erlösanstieg bremsten.

- Trading/Gas Midstream: Der Außenumsatz des Bereichs verringerte sich um 24% auf 5.750 Mio. €. Hier schlug der Rückgang des Strom- und Gasabsatzes zu Buche. Außerdem lag der Durchschnittspreis, den RWE Supply & Trading bei der Vermarktung konzerneigener Stromerzeugung für 2011 erzielte, unter dem Vergleichswert für 2010.

Umsatz[1] des RWE-Konzerns nach Regionen 2011 (2010)
in %

1 Ohne Erdgas-/Stromsteuer

Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum EBITDA in Mio. €	2011	2010	+/– in %
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit[1]	4.129	6.507	–36,5
+ Betriebliches Beteiligungsergebnis	600	345	73,9
+ Neutrales Beteiligungsergebnis	–72	62	-
– Neutrales Ergebnis	1.157	767	-
Betriebliches Ergebnis	5.814	7.681	–24,3
+ Betriebliche Abschreibungen	2.646	2.575	2,8
EBITDA	**8.460**	**10.256**	**–17,5**

1 Siehe Gewinn- und Verlustrechnung auf Seite 126.

EBITDA in Mio. €	2011	2010	+/– in %
Deutschland	5.419	6.728	–19,5
Stromerzeugung	3.252	4.510	–27,9
Vertrieb/Verteilnetze	2.167	2.218	–2,3
Niederlande/Belgien	462	660	–30,0
Großbritannien	606	504	20,2
Zentralost-/Südosteuropa	1.364	1.440	–5,3
Erneuerbare Energien	338	211	60,2
Upstream Gas & Öl	923	619	49,1
Trading/Gas Midstream	–784	–7	-
Sonstige, Konsolidierung	132	101	30,7
RWE-Konzern	**8.460**	**10.256**	**–17,5**

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	2011	2010	+/– in %
Deutschland	4.205	5.575	–24,6
Stromerzeugung	2.700	4.000	–32,5
Vertrieb/Verteilnetze	1.505	1.575	–4,4
Niederlande/Belgien	245	391	–37,3
Großbritannien	357	272	31,3
Zentralost-/Südosteuropa	1.109	1.173	–5,5
Erneuerbare Energien	181	72	151,4
Upstream Gas & Öl	558	305	83,0
Trading/Gas Midstream	–800	–21	-
Sonstige, Konsolidierung	–41	–86	52,3
RWE-Konzern	**5.814**	**7.681**	**–24,3**

Operatives Ergebnis spiegelt Belastungen aus der deutschen Energiepolitik wider. Die Ertragslage des RWE-Konzerns hat sich gegenüber 2010 deutlich verschlechtert. Das EBITDA ging um 18 % auf 8.460 Mio. € zurück und das betriebliche Ergebnis um 24 % auf 5.814 Mio. €. Damit liegen wir knapp über der Prognose, die wir im August 2011 gegeben haben: Diese sah beim EBITDA und beim betrieblichen Ergebnis ein Minus von 20 bzw. 25 % vor. Unseren ursprünglichen Ergebnisausblick vom Februar 2011 (–15 bzw. –20 %) hatten wir vor dem Hintergrund der deutschen Energiewende nach unten korrigieren müssen. Die Mitte 2011 beschlossene Verkürzung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke brachte für RWE massive Belastungen mit sich. Gemeinsam mit der neuen Kernbrennstoffsteuer minderte sie das betriebliche Ergebnis gegenüber dem Vorjahr um rund 1,3 Mrd. €. Auch gesunkene Stromerzeugungsmargen schlugen negativ zu Buche. Hinzu kamen Verluste im Midstream-Geschäft und eine außergewöhnlich schwache Performance im Energiehandel. Konsolidierungs- und Wechselkurseffekte hatten per Saldo keinen nennenswerten Einfluss auf das Konzernergebnis.

- Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs lag mit 4.205 Mio. € um 25 % unter dem des Vorjahres. In den beiden Geschäftsfeldern Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze zeigten sich folgende Entwicklungen:

  Stromerzeugung: Hier ist das betriebliche Ergebnis um 33 % auf 2.700 Mio. € gefallen. Ausschlaggebender Faktor waren die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima. Durch das im März verfügte Kernenergiemoratorium, das einen zunächst auf drei Monate befristeten Betriebsstopp für Biblis A und B vorsah, hatten wir erhebliche Margeneinbußen. Hinzu kommen die Belastungen aus der Anfang August in Kraft getretenen 13. Atomgesetz-Novelle (siehe Seite 43). Der vorgezogene Kernenergieausstieg machte eine Anhebung der für die Stilllegung der Anlagen gebildeten Rückstellungen erforderlich. Außerdem mussten wir Abschreibungen auf nicht mehr nutzbare Kraftwerksanlagen und Brennelemente am Standort Biblis vornehmen. Die erstmals erhobene Kernbrennstoffsteuer schlug mit 251 Mio. € negativ zu Buche. Neben der Energiepolitik führten auch ungünstige Entwicklungen an den Commodity-Märkten zu Belastungen. Der Durchschnittspreis, den RWE Power für ihren 2011 produzierten Strom erzielte, lag mit 63 € je MWh unter dem Vergleichswert des Vorjahres (67 € je MWh). Hinzu kam, dass sich unsere Steinkohlebezüge verteuerten. Wir verkaufen unsere Erzeugung typischerweise bis zu drei Jahre vor Lieferung des Stroms und decken uns zeitgleich mit den benötigten Brennstoffen und Emissionsrechten ein. Entlastung hatten wir bei der Beschaffung von CO_2-Emissionsrechten: Hier verringerte sich der Aufwand um 87 Mio. € auf 602 Mio. €. Bei den Kernenergierückstellungen wurden zudem weitere Anpassungen erforderlich, die dem negativen Effekt aus der Laufzeitverkürzung entgegenwirkten. Daneben fielen Erträge aus der Auflösung von Bergbaurückstellungen an.

  Vertrieb/Verteilnetze: Das betriebliche Ergebnis dieses Geschäftsfeldes ging um 4 % auf 1.505 Mio. € zurück. Ohne den Effekt aus der Vollkonsolidierung von NEW wäre es um 11 % gesunken. Im Netzgeschäft haben sich die Aufwendungen zur Verbesserung der Infrastruktur erhöht; außerdem sind die Durchleitungsmengen und damit die Entgelte gesunken, besonders im Gasnetz. Positiv wirkte, dass geringere Ergebnisbelastungen aus der sogenannten Mehrerlösabschöpfung anfielen. Zum Hintergrund: Nach Auffassung der Bundesnetzagentur haben die Netzbetreiber in der Anfangsphase der Regulierung (2005 bis 2007) zu hohe Erlöse vereinnahmt; dies müssen sie seit 2010 durch Abschläge auf die Netzentgelte ausgleichen. Die Ertragslage in unserem deutschen Vertriebsgeschäft war trotz des rückläufigen Gasabsatzes stabil, u.a. weil sich die Margen leicht verbesserten. Ein Plus verzeichneten wir beim Beteiligungsergebnis.

- Niederlande/Belgien: Das betriebliche Ergebnis des Bereichs ging um 37 % auf 245 Mio. € zurück. 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 gegenüber. Außerdem profitierten wir von einer Ausweitung unserer niederländischen Gas-Midstream-Aktivitäten: Den Transport des Gases von Produzenten oder Zwischenhändlern zu unseren Endkunden organisieren wir nun zunehmend selbst.

- Großbritannien: RWE npower hat das betriebliche Ergebnis um 85 Mio. € auf 357 Mio. € gesteigert. Basis dafür waren umfangreiche Maßnahmen zur Kostensenkung und Effizienzsteigerung. Diese wirkten sich besonders in der Vertriebssparte aus: Dort konnten beispielsweise die Forderungsausfälle stark verringert werden. Das Ergebnis im Vertrieb hat sich insgesamt deutlich verbessert. Dabei spielten auch gestiegene Margen im Großkundengeschäft eine Rolle. Im Privatkundensegment dämpfte der Absatzrückgang die Ertragslage, besonders beim Gas. Außerdem hatten wir Preissteigerungen im Strom- und Gaseinkauf und höhere Umlagen für die Netznutzung zu verkraften. Gestiegen ist auch der Aufwand im Rahmen von staatlichen Programmen zur Förderung von Energieeinsparungen bei Haushalten. Mit den Tarifanhebungen vom Januar und Oktober konnten wir die genannten Belastungen abfedern. In der Erzeugungssparte haben sich die Margen wegen ungünstiger Marktbedingungen verschlechtert. Jedoch kam uns zugute, dass ein Zulieferer Schadensersatz für Verspätungen bei Investitionsprojekten leistete und dass das Gaskraftwerk Staythorpe die Produktion aufgenommen hat. RWE npower profitierte außerdem davon, dass bereits abgeschriebene Altforderungen gegen den Ende 2001 in Insolvenz gegangenen Energiehändler Enron jetzt teilweise beglichen worden sind.

- Zentralost-/Südosteuropa: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs hat sich um 5% auf 1.109 Mio. € verringert. Wechselkurseffekte hatten darauf keinen wesentlichen Einfluss. Im tschechischen Gasgeschäft mindernten Absatzeinbußen das Vertriebsergebnis und gesunkene Durchleitungsmengen die Margen im Verteilnetz; außerdem führten geänderte regulatorische Vorgaben zu einem Rückgang der Transporterlöse und damit des Ergebnisses von NET4GAS. In Ungarn schmälerten wettbewerbsbedingte Absatzverluste die Erträge im Stromvertrieb.

- Erneuerbare Energien: Höhere Erzeugungsmengen und das zuletzt gestiegene Strompreisniveau trugen dazu bei, dass RWE Innogy beim betrieblichen Ergebnis um 109 Mio. € auf 181 Mio. € zulegte. Ähnlich wie bei RWE npower gab es einen positiven Sondereffekt aus Schadensersatzleistungen: Hintergrund waren Verspätungen beim Bau des Offshore-Windparks Greater Gabbard, an dem wir mit 50% beteiligt sind. Allerdings ergeben sich weiterhin hohe Belastungen aus der Wachstumsstrategie von RWE Innogy, denn die laufenden und geplanten Investitionsprojekte sind mit erheblichen Vorlaufkosten verbunden.

- Upstream Gas & Öl: Bei RWE Dea hat sich das betriebliche Ergebnis um 83% auf 558 Mio. € erhöht, vor allem wegen der gestiegenen Öl- und Gaspreise. Auch die Steigerung der Ölfördermengen spielte eine Rolle. Allerdings gingen damit auch höhere Kosten der Produktion einher. Dies, der schwächere US-Dollar und der Rückgang der Gasmengen bremsten den Ergebnisanstieg bei RWE Dea. Hinzu kommt, dass wir am Standort Niedersachsen höhere Gasförderabgaben leisten mussten. Unser Explorationsaufwand blieb dagegen annähernd unverändert.

- Trading/Gas Midstream: RWE Supply & Trading schloss mit einem betrieblichen Verlust, der mit 800 Mio. € wesentlich höher ausfiel als im Vorjahr (21 Mio. €). 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 von Langfristverträgen mit einer Ölpreisbindung beziehen und wir für diese Mengen seit geraumer Zeit deutlich höhere Preise zahlen müssen, als wir beim Weiterverkauf am Markt erzielen können. Daher haben wir bereits in Vorjahren Revisionsverhandlungen mit unseren Lieferanten aufgenommen und Ende 2011 erste Kompensationszahlungen erhalten. Positiv wirkte auch der Transfer eines Teils der Gas-Midstream-Aktivitäten von Essent auf RWE Supply & Trading.

Kennzahlen des Wertmanagements	Betriebliches Ergebnis 2011	Betriebliches Vermögen 2011[1]	ROCE 2011	Kapitalkosten vor Steuern 2011	Absoluter Wertbeitrag 2011	Kapitalkosten vor Steuern 2010	Absoluter Wertbeitrag 2010
	in Mio. €	in Mio. €	in %	in %	in Mio. €	in %	in Mio. €
Deutschland	4.205	29.422[2]	14,3	8,75	1.631[2]	9,5	2.765[2]
Stromerzeugung	2.700	13.297	20,3	9,5	1.437	10,0	2.620
Vertrieb/Verteilnetze	1.505	16.133	9,3	8,0	215	8,75	195
Niederlande/Belgien	245	4.912	5,0	9,0	–197	9,5	–42
Großbritannien	357	5.143	6,9	9,0	–106	9,5	–217
Zentralost-/Südosteuropa	1.109	5.840	19,0	7,75	656	8,5	697
Erneuerbare Energien	181	4.402	4,1	9,0	–215	9,5	–289
Upstream Gas & Öl	558	2.768	20,1	12,75	205	12,5	–8
Trading/Gas Midstream	–800	3.393	–23,6	9,75	–1.130	9,5	–327
Sonstige, Konsolidierung	–41	–2.601	-	-	442	-	297
RWE-Konzern	**5.814**	**53.279**	**10,9**	**8,5**	**1.286**	**9,0**	**2.876**

1 Im Jahresdurchschnitt
2 Der Wert entspricht nicht der Summe aus „Stromerzeugung" und „Vertrieb/Verteilnetze". Beim betrieblichen Vermögen ist dies auf Konsolidierungsbuchungen und beim absoluten Wertbeitrag auf unterschiedliche Kapitalkostensätze zurückzuführen.

RWE erwirtschaftet Kapitalrendite von 10,9%. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir einen Return on Capital Employed (ROCE) von 10,9% erwirtschaftet. Damit lagen wir zwar unter dem Vorjahreswert (14,4%), konnten die Konzernkapitalkosten vor Steuern in Höhe von 8,5% aber deutlich übertreffen. Der ROCE abzüglich Kapitalkosten, multipliziert mit dem betrieblich gebundenen Vermögen, ergibt den absoluten Wertbeitrag. Dieser ist ein wichtiges Kriterium für die Beurteilung von Investitionen und für die erfolgsabhängige Vergütung unserer Führungskräfte. Der Wertbeitrag belief sich 2011 auf 1.286 Mio. € und blieb damit weit hinter dem hohen Vorjahreswert (2.876 Mio. €) zurück. Ausschlaggebend dafür ist die schwächere Ertragslage. Positiven Einfluss auf die Entwicklung des Wertbeitrags hatte, dass der Kapitalkostensatz auf Konzernebene gegenüber 2010 (9,0%) um 0,5 Prozentpunkte abgesenkt werden konnte. Dies ergibt sich aus der Entwicklung der Marktzinsen. Auch für die einzelnen Unternehmensbereiche haben wir die Kapitalkostensätze neu justiert. Neben dem Rückgang des Zinsniveaus sind dabei auch Veränderungen der operativen Risiken berücksichtigt worden. Die Anpassungen bewegen sich in einer Spanne von –0,75 bis +0,25 Prozentpunkten.

- Deutschland: Mit 1.631 Mio. € leistete der Unternehmensbereich den bei Weitem größten Beitrag zur Wertsteigerung im RWE-Konzern. Trotz hoher Ergebniseinbußen hat das Geschäftsfeld Stromerzeugung daran nach wie vor den wesentlichen Anteil. Der hier erzielte Wertbeitrag ging

allerdings um 1.183 Mio. € auf 1.437 Mio. € zurück. Im Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze verzeichneten wir dagegen einen Anstieg um 20 Mio. € auf 215 Mio. €. Ausschlaggebend dafür war die Senkung des Kapitalkostensatzes, die sich stärker auswirkte als der Ergebnisrückgang.

- Niederlande/Belgien: Der Wertbeitrag des Bereichs hat sich trotz niedrigerer Kapitalkosten um 155 Mio. € auf –197 Mio. € verringert. Maßgeblich dafür war der Rückgang des betrieblichen Ergebnisses. Außerdem hat sich im Zuge der Investitionstätigkeit das betriebliche Vermögen erhöht.

- Großbritannien: Auch bei RWE npower fiel der Wertbeitrag negativ aus. Wegen der stark verbesserten Ertragslage des Unternehmens und verringerter Kapitalkosten hat er sich allerdings um 111 Mio. € auf –106 Mio. € verbessert.

- Zentralost-/Südosteuropa: Der Unternehmensbereich lieferte mit 656 Mio. € den zweitgrößten Beitrag zur Wertsteigerung im RWE-Konzern. Den Vorjahreswert konnte er aber nicht ganz erreichen. Neben dem leichten Ergebnisrückgang gab dafür der Aufbau von betrieblichem Vermögen den Ausschlag, während niedrigere Kapitalkostensätze gegenläufig wirkten.

- Erneuerbare Energien: Bei RWE Innogy trugen die umfangreichen Investitionen in den Ausbau des Erzeugungsportfolios wesentlich dazu bei, dass die Kapitalkosten noch nicht gedeckt werden konnten. Hintergrund ist, dass die neuen Anlagen grundsätzlich bereits während der Bauphase ins Betriebsvermögen eingehen, auch wenn sie noch keinen Ergebnisbeitrag liefern. Besonders die großen Offshore-Windprojekte werden erst in den kommenden Jahren Erträge bringen. Der Wertbeitrag des Bereichs hat sich aber gegenüber 2010 deutlich erhöht, und zwar um 74 Mio. € auf –215 Mio. €. Ausschlaggebend dafür ist der positive Ergebnistrend, der sich voraussichtlich in den kommenden Jahren fortsetzen wird.

- Upstream Gas & Öl: Bei RWE Dea schlug sich der erfolgreiche Geschäftsverlauf in einer Erhöhung des Wertbeitrags um 213 Mio. € auf 205 Mio. € nieder. Dämpfenden Einfluss hatten unsere umfangreichen Investitionen in den Ausbau der Upstream-Position, die zu einem Anstieg des betrieblichen Vermögens führten. Hinzu kam, dass die Kapitalkosten etwas angehoben worden sind.

- Trading/Gas Midstream: Bei RWE Supply & Trading spiegelte sich der hohe betriebliche Verlust in einem entsprechend negativen Wertbeitrag wider. Mit –1.130 Mio. € wurde der bereits schwache Vorjahreswert (–327 Mio. €) deutlich unterschritten.

Wertmanagement-Konzept des RWE-Konzerns

Renditeorientierte Unternehmenssteuerung. Im Zentrum unserer Strategie steht die Steigerung des Unternehmenswertes. Zusätzlicher Wert wird dann geschaffen, wenn die Rendite auf das eingesetzte Vermögen die Kapitalkosten übersteigt. Wir messen die Rendite als Return on Capital Employed (ROCE). Der ROCE zeigt die rein operative Rendite. Er ergibt sich als Verhältnis des betrieblichen Ergebnisses zum betrieblichen Vermögen.

Die Tabelle auf Seite 65 oben stellt dar, wie die Kapitalkosten hergeleitet werden. Wir ermitteln sie als gewichteten Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten.

Die Eigenkapitalkosten entsprechen der über eine risikolose Anlage hinausgehenden unternehmensspezifischen Renditeerwartung des Kapitalmarktes bei einer Investition in die RWE-Aktie. Die Fremdkapitalkosten orientieren sich an den langfristigen Finanzierungskonditionen des RWE-Konzerns. Mitberücksichtigt ist die steuerliche Abzugsfähigkeit von Fremdkapitalzinsen (Tax Shield).

Bei der Ermittlung der Kapitalkosten für 2011 legen wir Werte zugrunde, die von denen des Vorjahres teilweise abweichen. Der Hauptgrund hierfür ist, dass sich die Basiszinssätze in den RWE-Kernregionen im Laufe des vergangenen Jahres deutlich verringert haben. Die Eigenkapitalkosten ermitteln wir folgendermaßen: Wir nehmen einen Zinssatz für eine risikolose Anlage in Höhe von 3,7 % (Vorjahr: 4,3 %) als Basis und addieren konzern- bzw. bereichsspezifische Risikoaufschläge. Für den RWE-Konzern legen wir einen Betafaktor von 0,90 (Vorjahr: 0,95) zugrunde. Das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital setzen wir unverändert mit 50 zu 50 an. Dieser Wert wird nicht aus den Buchwerten der Bilanz abgeleitet, sondern basiert u.a. auf einer Marktbewertung des Eigenkapitals und auf Annahmen über die langfristige Entwicklung von Nettofinanzposition und Rückstellungen. Insgesamt kommen wir für 2011 auf Kapitalkosten für den RWE-Konzern von 8,5 % vor Steuern (Vorjahr: 9,0 %).

Bei der Ermittlung des betrieblichen Vermögens gehen wir so vor, dass abnutzbare Gegenstände des Anlagevermögens nicht mit ihren Buchwerten, sondern mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten angesetzt werden, und zwar über die gesamte Nutzungsdauer. Diese Methodik hat den Vorteil, dass die ROCE-Ermittlung nicht von der Abschreibungsdauer beeinflusst wird. Damit verringern sich die durch den Investitionszyklus verursachten Schwankungen der Wertbeiträge. Firmenwerte aus Akquisitionen berücksichtigen wir allerdings in voller Höhe.

Der ROCE abzüglich Kapitalkosten ergibt den relativen Wertbeitrag. Durch Multiplikation mit dem eingesetzten betrieblichen Vermögen erhält man den absoluten Wertbeitrag, den wir als zentrale Steuerungsgröße einsetzen. Je höher er ausfällt, desto attraktiver ist die jeweilige Aktivität für unser Portfolio. Der absolute Wertbeitrag ist auch ein wichtiges Kriterium bei der Beurteilung von Investitionen und zugleich Maßstab für die erfolgsabhängige Vergütung unserer Führungskräfte.

Höhere Kapitalkosten ab 2012. Unsere jährliche Überprüfung der Kapitalkosten hat uns zu erneuten Anpassungen veranlasst. Mit dem Verkauf einer 74,9 %-Beteiligung am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion ist der Anteil des stabilen regulierten Geschäfts im Konzernportfolio gesunken. Außerdem sind in einigen Unternehmensbereichen die Risiken gestiegen, u.a. wegen der Staatsschuldenkrise im Euroraum. Aufgrund der genannten Faktoren heben wir den Betafaktor von 0,90 auf 1,03 an. Dies und eine geringfügige Zinsanpassung haben zur Folge, dass sich der Kapitalkostensatz auf Konzernebene für 2012 von 8,5 auf 9,0 % vor Steuern erhöht.

RWE-Konzern – Kapitalkosten		2012	2011	2010
Risikoloser Zinssatz	%	3,8	3,7	4,3
Marktprämie	%	5,0	5,0	5,0
Betafaktor		1,03	0,90	0,95
Eigenkapitalkosten nach Steuern	%	8,9	8,2	9,0
Fremdkapitalkosten vor Steuern	%	5,0	4,9	5,8
Steuersatz für Fremdkapital	%	27,4	27,4	27,1
Tax Shield	%	–1,4	–1,3	–1,6
Fremdkapitalkosten nach Steuern	%	3,6	3,6	4,2
Anteil Eigenkapital	%	50	50	50
Anteil Fremdkapital	%	50	50	50
Kapitalkosten nach Steuern	%	**6,3**	**5,8**	**6,5**
Steuersatz für pauschale Umrechnung	%	31	31	30
Kapitalkosten vor Steuern	%	**9,0**	**8,5**	**9,0**

RWE-Konzern – Ermittlung des betrieblichen Vermögens		31.12.11	31.12.10
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen[1]	Mio. €	57.596	58.849
+ Beteiligungen inkl. Ausleihungen[2]	Mio. €	6.286	5.998
+ Vorräte	Mio. €	3.342	3.293
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Mio. €	7.459	9.481
+ Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte[3]	Mio. €	9.978	12.872
– Unverzinsliche Rückstellungen[4]	Mio. €	11.566	12.384
– Unverzinsliche Verbindlichkeiten[5]	Mio. €	20.225	22.156
– Korrekturen[6]	Mio. €	890	954
Betriebliches Vermögen	Mio. €	**51.981**	**54.999**

RWE-Konzern – Ermittlung des Wertbeitrags		2011
Betriebliches Vermögen vor Korrekturen (im Jahresdurchschnitt)	Mio. €	53.490
+ Korrekturen[7]	Mio. €	–211
Betriebliches Vermögen nach Korrekturen (im Jahresdurchschnitt)	Mio. €	**53.279**
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	**5.814**
ROCE	%	**10,9**
Relativer Wertbeitrag	%	**2,4**
Absoluter Wertbeitrag	Mio. €	**1.286**

1 Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property wurden mit hälftigen Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt (siehe Anlagespiegel); Geschäfts- oder Firmenwerte und Kundenbeziehungen wurden mit ihren Buchwerten erfasst. Für 2011 wurde nicht mehr produktives Anlagevermögen im deutschen Netzgeschäft in Höhe von 808 Mio. € herausgerechnet.
2 At-Equity-bilanzierte Beteiligungen und übrige Finanzanlagen (ohne langfristige Wertpapiere)
3 Enthalten sind Ertragsteueransprüche; nicht berücksichtigt sind Finanzderivate in Höhe von 1.204 Mio. € (Vorjahr: 938 Mio. €) und das Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen.
4 Die Position umfasst Steuerrückstellungen und sonstige Rückstellungen; nicht enthalten sind Rückstellungen mit Langfristcharakter in Höhe von 598 Mio. € (Vorjahr: 425 Mio. €).
5 Die Position umfasst Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, Ertragsteuerverbindlichkeiten sowie übrige Verbindlichkeiten; nicht enthalten sind Finanzderivate von 981 Mio. € (Vorjahr: 534 Mio. €) sowie Kaufpreisverbindlichkeiten von 1.593 Mio. € (Vorjahr: 1.775 Mio. €) aus Andienungsrechten.
6 Herausgerechnet werden im Wesentlichen nach IAS 16.15 gebildete Aktiva in Höhe von 447 Mio. € (Vorjahr: 486 Mio. €), durch die kein Kapital gebunden wird. Außerdem herausgerechnet werden passive latente Steuern auf den aktivierten Kundenstamm von RWE npower.
7 Zeitliche Korrekturen, im Wesentlichen wegen unterjähriger Erst-/Entkonsolidierungen; außerdem Korrektur des Anlagevermögens von 2010 um das nicht mehr produktive Anlagevermögen im deutschen Netzgeschäft

Überleitung zum Nettoergebnis: Erhebliche Sondereffekte. Die Überleitung vom betrieblichen Ergebnis zum Nettoergebnis ist durch eine Reihe von Sondereinflüssen geprägt. Erträge aus Beteiligungsveräußerungen und der Wegfall vorjähriger Belastungen aus Commodity-Derivaten schlugen positiv zu Buche. Gegenläufige Effekte ergaben sich aus Rückstellungen für sozialverträglichen Personalabbau. Außerdem mussten wir außerplanmäßige Abschreibungen auf unseren niederländischen Kraftwerkspark und das mit Essent übernommene Gasspeichergeschäft vornehmen.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2011	2010	+/– in Mio. €
Veräußerungsgewinne	393	68	325
Firmenwertabschreibungen	-	-	-
Ergebniseffekte aus Commodity-Derivaten	–176	–337	161
Restrukturierungen, Sonstige	–1.374	–498	–876
Neutrales Ergebnis	**–1.157**	**–767**	**–390**

Die genannten Sondereffekte spiegeln sich im neutralen Ergebnis wider, das sich um 390 Mio. € auf –1.157 Mio. € verschlechterte. Seine Einzelpositionen haben sich folgendermaßen entwickelt:

- Im Berichtsjahr erzielten wir Veräußerungsgewinne von 393 Mio. €. Sie stammen hauptsächlich aus dem Verkauf von Thyssengas, unserer Minderheitsbeteiligung an einem Steinkohlekraftwerk in Rostock und der Mehrheit an Amprion. Über diese Transaktionen informieren wir auf Seite 46 f. Im Jahr 2010 waren dagegen keine wesentlichen Veräußerungsgewinne angefallen.

- Aus der bilanziellen Erfassung bestimmter Derivate, mit denen wir Commodity-Termingeschäfte preislich absichern, entstand per Saldo ein Aufwand von 176 Mio. € (Vorjahr: 337 Mio. €). Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) sind diese Derivate 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 unter der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ ausgewiesene Ergebnis verschlechterte sich um 876 Mio. € auf –1.374 Mio. €. Belastungen in Höhe von 486 Mio. € resultierten aus Altersteilzeitregelungen und Abfindungen, mit denen wir Maßnahmen zum Personalabbau sozialverträglich umsetzen wollen. Dies betrifft größtenteils RWE Power, RWE Deutschland und Essent. Darüber hinaus haben wir den bilanziellen Wert des Erzeugungsportfolios von Essent um rund 270 Mio. € nach unten korrigiert. Hintergrund ist, dass die Margen, die unsere niederländischen Gas- und Steinkohlekraftwerke am Großhandelsmarkt erzielen können, stark gesunken sind. Auch im früheren Gasspeichergeschäft von Essent, das inzwischen von den Bereichen Deutschland und Trading/Gas Midstream geführt wird, machten verschlechterte Ertragsperspektiven Abschreibungen erforderlich. Diese summierten sich auf 200 Mio. €. Die planmäßige Abschreibung auf den Kundenstamm von RWE npower betrug 256 Mio. € und war damit wechselkursbedingt etwas niedriger als im Vorjahr (262 Mio. €). Sie läuft im Mai 2012 aus.

Finanzergebnis in Mio. €	2011	2010	+/- in Mio. €
Zinserträge	430	448	–18
Zinsaufwendungen	–1.063	–1.258	195
Zinsergebnis	**–633**	**–810**	**177**
Zinsanteil an den langfristigen Rückstellungen	–869	–940	71
Übriges Finanzergebnis	–131	–186	55
Finanzergebnis	**–1.633**	**–1.936**	**303**

Das Finanzergebnis verbesserte sich um 303 Mio. € auf –1.633 Mio. €. Im Einzelnen ergaben sich hier folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis stieg um 177 Mio. € auf –633 Mio. €. Positiv wirkte, dass Verpflichtungen der deutschen Kernkraftwerksbetreiber zu unverzinslichen Vorausleistungen für den „Klima- und Energiefonds" mit der Energiewende weggefallen sind (siehe Seite 43). Daher waren Rückstellungen aufzulösen, die wir 2010 gebildet hatten.

- Die Zinsanteile an Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen verringerten sich um 71 Mio. € auf 869 Mio. €. Dies ergibt sich u.a. aus der Neubewertung von Rückstellungen infolge einer Anpassung der Diskontierungssätze.

- Das „übrige Finanzergebnis", in dem überwiegend Aufwandspositionen enthalten sind, verbesserte sich um 55 Mio. € auf –131 Mio. €. Dazu trugen positive Effekte aus der Marktbewertung von Finanzgeschäften bei. Demgegenüber fielen niedrigere Erträge aus Wertpapierverkäufen an.

Unser Ergebnis vor Steuern sank um 39% auf 3.024 Mio. €. Trotz gestiegener steuerfreier Veräußerungsgewinne blieb unsere Steuerquote mit 28% unverändert. Ein Grund dafür ist, dass RWE Dea einen gestiegenen Ergebnisbeitrag in Ländern mit vergleichsweise hohen Steuersätzen erzielte. Nach Steuern belief sich das Konzernergebnis auf 2.170 Mio. €, was einem Minus von 40% entspricht. Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter erhöhten sich um 9% auf 305 Mio. €. Unter dieser Position weisen wir erstmals auch die Ergebnisbeiträge aus, die den Mitgesellschaftern von NEW zustehen. Das ergibt sich aus der Vollkonsolidierung des Unternehmens. Den Inhabern der im September 2010 begebenen Hybridanleihe mit einem Volumen von 1,75 Mrd. € sind Ergebnisanteile in Höhe von 59 Mio. € zuzurechnen. Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten nach Steuern, die auf das Berichtsjahr entfallen. Die im Oktober 2011 begebene Hybridanleihe über 250 Mio. CHF wird hier nicht berücksichtigt, weil sie nach IFRS dem Fremdkapital zuzurechnen ist.

Das Nettoergebnis des RWE-Konzerns ging um 45% auf 1.806 Mio. € zurück. Dementsprechend sank das Ergebnis je Aktie von 6,20 auf 3,35 €. Die Anzahl der im Umlauf befindlichen RWE-Aktien lag 2011 bei durchschnittlich 539,0 Millionen und damit über dem Niveau von 2010 (533,6 Millionen). Wie auf Seite 46 erläutert, haben wir im vergangenen Jahr 52,3 Millionen neue und 28,1 Millionen im Eigenbestand gehaltene Stammaktien veräußert. Da die Kapitalerhöhung aber erst im Dezember stattfand, hatte sie auf den jahresdurchschnittlichen Aktienbestand aber nur geringen Einfluss. Bezogen auf die Anzahl der zum Jahresende im Umlauf befindlichen RWE Aktien (614,4 Millionen) beträgt das Ergebnis je Aktie 2,94 €.

Überleitung zum Nettoergebnis		2011	2010	+/– in %
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	5.814	7.681	–24,3
Neutrales Ergebnis	Mio. €	–1.157	–767	–50,8
Finanzergebnis	Mio. €	–1.633	–1.936	15,7
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	**3.024**	**4.978**	**–39,3**
Ertragsteuern	Mio. €	–854	–1.376	37,9
Ergebnis	Mio. €	**2.170**	**3.602**	**–39,8**
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	305	279	9,3
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	59	15	293,3
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	**1.806**	**3.308**	**–45,4**
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	**2.479**	**3.752**	**–33,9**
Ergebnis je Aktie	€	3,35	6,20	–46,0
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	4,60	7,03	–34,6
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	539,0	533,6	1,0
Steuerquote	%	28	28	-

Nachhaltiges Nettoergebnis um 34% 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 2.479 Mio. €. Damit lagen wir um 34% unter dem Vorjahreswert. Unser Ergebnisausblick vom August 2011, der einen Rückgang um ca. 35% vorsah, hat sich damit in etwa bestätigt. Im Februar 2011 hatten wir dagegen noch ein Minus von ca. 30% prognostiziert.

Das nachhaltige Nettoergebnis je Aktie belief sich auf 4,60 € und war damit wesentlich niedriger als 2010 (7,03 €). Legt man die Zahl der Ende 2011 ausstehenden Aktien zugrunde, kommt man auf einen Wert von 4,03 €. Die Inhaber der im Dezember ausgegebenen RWE-Aktien sind zum nächsten Ausschüttungstermin am 20. April 2012 bereits in vollem Umfang dividendenberechtigt. Bei der von Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG vorgeschlagenen Dividende von 2,00 € je Aktie ergibt sich eine Ausschüttungsquote von 50%.

Effizienzsteigerungen gegenüber 2006 in Mio. € (kumuliert)	2007	2008	2009	2010	2011	Ziel 2012
Ergebnisbeitrag	100	200	450	700	>900	1.500

Effizienzsteigerungsprogramm: Ziel für 2011 übererfüllt. Mit unserem 2007 gestarteten Programm zur Effizienzsteigerung kommen wir gut voran. Durch Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung wollen wir zusätzliches Ergebnispotenzial erschließen, und zwar von Jahr zu Jahr mehr. Das Programm zielt u.a. darauf ab, die Leistungsfähigkeit unserer deutschen Strom- und Gasnetzaktivitäten zu erhöhen und damit die Wirkung von Entgeltkürzungen des Netzregulierers auf unser Ergebnis zu begrenzen. Weitere Einsparungen sollen durch Verbesserungen bei den IT-Dienstleistungen und im Einkauf sowie durch die Bündelung von Querschnittsfunktionen erreicht werden. Außerdem streben wir Mehrerlöse durch eine verbesserte Verfügbarkeit unseres Kraftwerksparks an.

Bis Ende 2011 wollten wir mit dem Programm gegenüber dem Vergleichsjahr 2006 einen positiven Ergebniseffekt von 900 Mio. € erzielen. Zum Bilanzstichtag hatten wir sogar mehr erreicht, als wir uns vorgenommen hatten. Unser Effizienzsteigerungsprogramm läuft Ende 2012 aus. Bis dahin soll der Ergebniseffekt gegenüber 2006 auf 1,5 Mrd. € gesteigert werden. Ursprünglich hatten wir 1,2 Mrd. € angestrebt. Diese Zielmarke konnten wir anheben, weil zusätzliche Einsparmöglichkeiten identifiziert wurden – vor allem beim Projekt- und Sachaufwand. Nach Abschluss des laufenden Effizienzsteigerungsprogramms werden wir 2013 ein neues starten (siehe Seite 98).

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	2011	2010	+/– in Mio. €
Deutschland	2.374	2.410	–36
Stromerzeugung	1.168	1.180	–12
Vertrieb/Verteilnetze	1.206	1.230	–24
Niederlande/Belgien	971	1.144	–173
Großbritannien	416	876	–460
Zentralost-/Südosteuropa	852	430	422
Erneuerbare Energien	825	614	211
Upstream Gas & Öl	701	507	194
Trading/Gas Midstream	20	4	16
Sonstige, Konsolidierung	194	394	–200
RWE-Konzern	**6.353**	**6.379**	**–26**

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	2011	2010	+/– in Mio. €
Deutschland	19	45	–26
Stromerzeugung	-	2	–2
Vertrieb/Verteilnetze	19	43	–24
Niederlande/Belgien	431	3	428
Großbritannien	184	23	161
Zentralost-/Südosteuropa	6	8	–2
Erneuerbare Energien	66	95	–29
Upstream Gas & Öl	-	-	-
Trading/Gas Midstream	6	61	–55
Sonstige, Konsolidierung	7	29	–22
RWE-Konzern	**719**	**264**	**455**

Investitionen um 6% über Vorjahr. Im Berichtsjahr haben wir Investitionen in Höhe von 7.072 Mio. € getätigt. Das Niveau von 2010 (6.643 Mio. €) wurde damit um 6% übertroffen. Dazu trug der Erwerb der Energy Resources Holding B.V. bei, über den wir auf Seite 47 berichten. Diese Transaktion war ausschlaggebend dafür, dass sich unsere Finanzinvestitionen um 455 Mio. € auf 719 Mio. € erhöhten. Unsere Ausgaben für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte erreichten mit 6.353 Mio. € etwa das Rekordniveau des Vorjahres. Schwerpunkt der Investitionstätigkeit waren der Ausbau und die Modernisierung unserer Stromerzeugungskapazitäten. Allerdings setzten wir im Berichtsjahr etwas weniger Mittel ein als erwartet, u.a. weil sich Kraftwerks- und Windenergieprojekte verzögerten.

- Deutschland: Der Bereich investierte 2.393 Mio. € und damit 3% weniger als im Vorjahr. In den Geschäftsfeldern zeigte sich folgende Entwicklung:

  Stromerzeugung: Das Investitionsvolumen lag hier mit 1.168 Mio. € knapp unter dem des Vorjahres. Es entfiel ausschließlich auf Sachanlagen, so u.a. auf den neuen Braunkohledoppelblock mit 2.100 MW Nettoleistung am Standort Neurath bei Köln. Wir haben die Anlage inzwischen fertiggestellt, konnten unseren ursprünglichen Zeitplan aber wegen Qualitätsproblemen bei Zulieferern und eines schweren Unfalls auf der Baustelle im Jahr 2007 nicht einhalten. Voraussichtlich werden die beiden Blöcke Ende März 2012 den kommerziellen Betrieb aufnehmen.

Wir haben insgesamt 2,6 Mrd. € für sie ausgegeben. Das zweite Großprojekt der RWE Power ist ein Steinkohledoppelblock mit 1.528 MW Nettoleistung in Hamm. Auch hier haben Zulieferer Verzögerungen verursacht. Die Anlage wird daher voraussichtlich erst im zweiten Halbjahr 2013 ans Netz gehen. Der Mitteleinsatz hierfür summiert sich nach heutigem Planungsstand auf ca. 2,4 Mrd. €. Mit den dargestellten Kraftwerksneubauten erzielen wir deutliche Verbesserungen in puncto Effizienz und Emissionsvermeidung.

Vertrieb/Verteilnetze: In diesem Geschäftsfeld haben wir 1.225 Mio. € investiert und damit ebenfalls etwas weniger als 2010. Die für Sachanlagen eingesetzten Mittel verringerten sich geringfügig auf 1.206 Mio. €. Sie entfielen im Wesentlichen auf den Ausbau und die Erneuerung der Netzinfrastruktur. Darüber hinaus investierten wir in neue Gasspeicherkapazitäten. Unsere Ausgaben für Finanzanlagen fielen mit 19 Mio. € kaum ins Gewicht.

- Niederlande/Belgien: Die Investitionen des Bereichs haben sich um 22 % auf 1.402 Mio. € erhöht. Ausschlaggebend dafür war der Erwerb von Energy Resources Holding B.V., der mit 429 Mio. € zu Buche schlug. Nahezu die gesamten Finanzinvestitionen entfielen auf diese Transaktion. Die Sachausgaben waren dagegen niedriger als im Vorjahr. Sie beliefen sich auf 971 Mio. €. Größtes Einzelvorhaben von Essent ist ein Steinkohledoppelblock in Eemshaven mit einer Nettoleistung von 1.560 MW, der 2014 ans Netz gehen soll. Weitere Investitionsschwerpunkte im Berichtsjahr waren die Gaskraftwerke Claus C und Moerdijk 2. Claus C ist schon im Januar 2012 in Betrieb gegangen – vier Monate früher als geplant. Mit 1.304 MW Nettoleistung ersetzt es das Gaskraftwerk Claus B (640 MW). Die Investitionssumme betrug 1,1 Mrd. €. Moerdijk 2 ist seit Februar 2012 im kommerziellen Betrieb. Die Anlage befindet sich am Standort des bestehenden Kraftwerks Moerdijk und verfügt über eine Kapazität von 426 MW. Wir haben dafür insgesamt 0,4 Mrd. € ausgegeben.

- Großbritannien: RWE npower investierte 600 Mio. € und damit ein Drittel weniger als im Vorjahr. Stark verringert haben sich die Mittel für Sachanlagen: Sie waren mit 416 Mio. € nicht einmal halb so hoch wie im Jahr 2010, in dem wir das Gaskraftwerk Staythorpe fertigstellten. Größtes Einzelprojekt des Berichtszeitraums war das Gaskraftwerk Pembroke. Die Anlage soll im zweiten Halbjahr 2012 mit einer Nettoleistung von 2.188 MW den kommerziellen Betrieb aufnehmen. Weitere Mittel flossen in die Umrüstung der drei Steinkohleblöcke in Tilbury für die Verbrennung von Biomasse. Darüber hinaus haben wir in ein neues Kundenabrechnungssystem investiert. Die Ausgaben für Finanzanlagen lagen mit 184 Mio. € deutlich über denen des Vorjahres. Sie dienten teilweise zum Erwerb von Land im walisischen Wylfa, dass wir gemeinsam mit E.ON gekauft haben, um dort einen potenziellen Kernenergiestandort zu entwickeln. Die Grundstücke erhielten wir bereits 2009 im Zuge einer Versteigerung. Allerdings war zum damaligen Zeitpunkt lediglich eine Anzahlung zu leisten. Bei der Auktion konnten wir uns mit E.ON noch einen zweiten Standort sichern, der ebenfalls für den Bau eines Kernkraftwerks infrage kommt und in Oldbury liegt. Der Kaufpreis dafür wurde Anfang 2012 entrichtet.

- Zentralost-/Südosteuropa: Die Investitionen des Bereichs waren mit 858 Mio. € fast doppelt so hoch wie im Vorjahr. Sie entfielen nahezu komplett auf Sachanlagen. Der Schwerpunkt lag unverändert auf Maßnahmen zur Verbesserung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur. Beispielsweise sind 2011 die Baumaßnahmen für eine neue Gastransit-Pipeline im Westen von Tschechien angelaufen. Weitere Mittel flossen in die Erweiterung unserer Gasspeicherkapazität. Gut vorangekommen sind wir mit dem Bau unseres 775-MW-Gaskraftwerks im türkischen Denizli, den wir Ende 2012 abschließen wollen. Für dieses Projekt setzen wir insgesamt rund 0,5 Mrd. € ein; etwa die Hälfte davon entfiel auf das abgelaufene Geschäftsjahr.

- Erneuerbare Energien: RWE Innogy hat die Investitionen um 26 % auf 891 Mio. € gesteigert. In Sachanlagen flossen 825 Mio. € und damit 34 % mehr als 2010. Dabei stand der Bau neuer Windkraftkapazitäten im Vordergrund. Unser größtes Einzelvorhaben ist der Windpark Gwynt y Môr

vor der Küste von Nordwales mit einer Gesamtleistung von 576 MW, an dem wir mit 60 % beteiligt sind. Ende 2011 haben wir mit der Errichtung der ersten Fundamente für die insgesamt 160 Turbinen begonnen. Die Fertigstellung ist für 2014 geplant. Ein weiterer Investitionsschwerpunkt ist der vor Helgoland geplante Windpark Nordsee Ost mit 295 MW Gesamtleistung. Die Bauarbeiten sollen 2013 abgeschlossen sein. Bei der Konstruktion der Windparks Gwynt y Môr und Nordsee Ost werden wir eigene Spezialschiffe einsetzen, für die im Berichtsjahr ebenfalls hohe Ausgaben angefallen sind. RWE Innogy tätigt außerdem Ausleihungen an verbundene Unternehmen, die aber nicht als Investitionen ausgewiesen werden: 2011 flossen 120 Mio. € (Vorjahr: 300 Mio. €) an das Joint Venture Greater Gabbard Offshore Winds Ltd., das derzeit den gleichnamigen Windpark vor der britischen Küste errichtet. Wir halten 50 % an der Gesellschaft. Investiert haben wir auch in Windanlagen an Land, beispielsweise an Standorten in Großbritannien, Polen, Deutschland und Italien. Neben Windkraft spielt auch Biomasse eine Rolle für uns: Wichtigstes Einzelvorhaben ist eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit 45 MW im schottischen Markinch, die 2013 die Produktion aufnehmen soll. Im Dezember 2011 konnten wir zudem ein kleineres Biomasse-Heizkraftwerk in Kehl am Rhein in Betrieb nehmen. Darüber hinaus haben wir im Mai 2011 eine Fabrik zur Herstellung von Holzpellets im US-Bundesstaat Georgia fertiggestellt. Die Anlage ist mit einer jährlichen Produktionskapazität von 750.000 Tonnen eine der größten weltweit. Die Finanzinvestitionen der RWE Innogy gingen um 31 % auf 66 Mio. € zurück. Davon haben wir 26 Mio. € eingesetzt, um unseren Anteil am spanischen Windparkbetreiber Explotaciones Eólicas de Aldehuelas auf 95 % zu verdoppeln. Unser Windkraftportfolio in Spanien erhöhte sich dadurch um 47 MW auf 447 MW.

- Upstream Gas & Öl: Die Investitionen der RWE Dea erhöhten sich um 38 % auf 701 Mio. €. Sie waren ausschließlich Sachanlagen zuzuordnen. Im Berichtsjahr konzentrierten wir uns auf die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern zur Vorbereitung der Fördertätigkeit. Umfangreiche Mittel flossen u.a. in die Konstruktion einer Bohrplattform im Nordseefeld Breagh und deren Pipeline-Anbindung an das britische Festland.

- Trading/Gas Midstream: Die Investitionen der RWE Supply & Trading lagen mit 26 Mio. € um 60 % unter dem Vorjahresniveau. Die Sachausgaben in Höhe von 20 Mio. € dienten u.a. Baumaßnahmen an Handelsstandorten, durch die effizientere Arbeitsprozesse möglich wurden. Die Finanzinvestitionen machten mit 6 Mio. € nur ein Zehntel des Vorjahreswertes aus, der noch Zuführungen von Eigenmitteln an das US-amerikanische Flüssiggasunternehmen Excelerate Energy enthielt.

In der Position „Sonstige, Konsolidierung“ weisen wir für 2011 Investitionen von 201 Mio. € aus, die überwiegend Sachanlagen betrafen. Der Großteil der Mittel wurde von Amprion für die Modernisierung und Erweiterung des Stromtransportnetzes eingesetzt.

RWE schafft neue Stellen. Am Bilanzstichtag beschäftigte der RWE-Konzern 72.068 Mitarbeiter, davon 41.632 bzw. 58 % an deutschen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen nur anteilig berücksichtigt. Gegenüber dem 31. Dezember 2010 sind 1.212 Mitarbeiter hinzugekommen. Das entspricht einem Plus von 1,7 %. Von den zusätzlichen Stellen wurden 1.172 durch operative Veränderungen geschaffen, während 40 auf Konsolidierungseffekte zurückzuführen sind. Erstmals in unsere Zahlen einbezogen haben wir die 1.154 Beschäftigten von NEW im Unternehmensbereich Deutschland. Dagegen sind durch den Verkauf von Thyssengas und der Mehrheit an Amprion 289 bzw. 816 Mitarbeiter aus dem Konzern ausgeschieden. Dies erklärt den deutlichen Rückgang unter der Position „Sonstige“. Wie in den Vorjahren haben wir weit über unseren eigenen Bedarf hinaus ausgebildet: Zum 31. Dezember 2011 erlernten 3.020 junge Menschen bei uns einen Beruf. In den Mitarbeiterzahlen werden die Auszubildenden nicht erfasst.

Mitarbeiter[1]	31.12.11	31.12.10	+/– in %
Deutschland	35.769	34.184	4,6
Stromerzeugung	15.371	15.409	–0,2
Vertrieb/Verteilnetze	20.398	18.775	8,6
Niederlande/Belgien	3.794	3.899	–2,7
Großbritannien	12.053	11.711	2,9
Zentralost-/Südosteuropa	11.328	11.163	1,5
Erneuerbare Energien	1.493	1.232	21,2
Upstream Gas & Öl	1.362	1.363	–0,1
Trading/Gas Midstream	1.562	1.512	3,3
Sonstige[2]	4.707	5.792	–18,7
RWE-Konzern	**72.068**	**70.856**	**1,7**

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen
2 Davon 2.417 Mitarbeiter bei RWE IT und 1.557 Mitarbeiter bei RWE Service

Kostensenkung und Effizienzsteigerung im Konzerneinkauf. Der Einkauf von Waren und Dienstleistungen für Konzernunternehmen liegt in der Hand unseres internen Dienstleisters RWE Service. Ausgenommen ist die Beschaffung von Strom, Rohstoffen und Kraftwerkskomponenten bei Neubauprojekten. RWE Service orientiert sich an den Grundsätzen der Best Practice und nutzt konzernweit standardisierte Einkaufssysteme. Im Geschäftsjahr 2011 konnten wir zum wiederholten Mal erhebliche Kosteneinsparungen erzielen. Schlüssel dazu war die weitere Bündelung und die strategische Steuerung der konzernweiten Beschaffungsaktivitäten. Darüber hinaus haben wir das Monitoring unserer Lieferanten intensiviert. Damit wollen wir sicherstellen, dass wir nur mit solchen Unternehmen zusammenarbeiten, die internationale Umwelt- und Sozialstandards beachten.

Rohstoffe beziehen unsere Erzeugungsgesellschaften entweder direkt am Markt oder über RWE Supply & Trading. Bei Kraftwerkssteinkohle belief sich das Beschaffungsvolumen 2011 auf 15,0 Mio. Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE) gegenüber 16,3 Mio. Tonnen im Vorjahr. Der Rückgang ergibt sich aus der geringeren Stromproduktion unserer Steinkohlekraftwerke. In den Zahlen mit erfasst sind Bezüge für Anlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können. RWE Power hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 11,0 Mio. Tonnen SKE eingekauft (Vorjahr: 12,2 Mio. Tonnen). RWE npower bezog 2,4 Mio. Tonnen SKE und damit etwas mehr als im Vorjahr (2,2 Mio. Tonnen), das durch den Abbau von Lagerbeständen geprägt war. Essent kam auf 1,6 Mio. Tonnen SKE (Vorjahr: 1,9 Mio. Tonnen) und beschaffte darüber hinaus 0,7 Mio. Tonnen Biomasse (Vorjahr: 0,8 Mio. Tonnen) zur Beifeuerung in Kohlekraftwerken. Die für deutsche Anlagen bezogene Steinkohle stammt zu einem wesentlichen Teil aus heimischer Förderung. RWE npower lässt sich vor allem aus Großbritannien und Russland beliefern, während Essent zwei Drittel der Steinkohle aus Kolumbien bezieht. Die in unseren niederländischen Kohlekraftwerken beigefeuerte Biomasse kommt größtenteils aus Nordamerika.

Braunkohle bezieht RWE aus eigenem Tagebau. In unserem Hauptabbaugebiet im Rheinland haben wir im Berichtsjahr 95,6 Mio. Tonnen gefördert (Vorjahr: 91 Mio. Tonnen). Davon wurden 83,9 Mio. Tonnen in unseren Kraftwerken verstromt und 11,7 Mio. Tonnen für Veredelungsprodukte verwendet.

Unser Gaseinkauf ist nahezu komplett im Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream gebündelt. Die Bezugsmengen des Konzerns beliefen sich 2011 auf 47 Mrd. m^3. Davon entfielen 24 Mrd. m^3 auf langfristige Take-or-pay-Verträge, deren Konditionen von der Entwicklung der Ölpreise abhängen. Solche Kontrakte haben wir im Wesentlichen mit Gesellschaften in Norwegen, Russland, den Niederlanden und Deutschland. Darüber hinaus bezogen wir 22 Mrd. m^3 an europäischen Großhandelsmärkten oder über Kurzfristverträge und deckten uns in Höhe von 1 Mrd. m^3 mit Fördermengen der RWE Dea ein.

1.7 FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Unternehmen, die auch in schwierigen Zeiten wachsen wollen, müssen solide finanziert sein. Dank unserer guten Bonität können wir uns zu günstigen Konditionen Fremdmittel beschaffen. Damit das so bleibt, wollen wir unsere Finanzkraft sichern. Angesichts der großen Belastungen aufgrund der Beschlüsse der Bundesregierung zur Kernenergie haben wir im Dezember 2011 eine Kapitalerhöhung vorgenommen. Die wichtigste Säule unserer Finanzierung ist und bleibt unser hoher operativer Cash Flow, der 2011 mit 5,5 Mrd. € das gute Vorjahresniveau erreichte.

Zentrale Finanzierung durch die RWE AG. Die Finanzierung des RWE-Konzerns liegt in der Verantwortung der RWE AG. Unterstützt wird sie dabei von der RWE Finance B.V. Über diese Gesellschaft begeben wir i.d.R. unsere Anleihen, und zwar unter Garantie der RWE AG. Andere Tochtergesellschaften nehmen nur in Einzelfällen Kapital direkt auf. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn die Nutzung lokaler Kredit- und Kapitalmärkte wirtschaftlich vorteilhafter ist. Die RWE AG übernimmt außerdem die Koordination, wenn Konzerngesellschaften Haftungsverhältnisse eingehen. Sie entscheidet, in welcher Höhe Garantien oder Patronatserklärungen abgegeben werden. Die Bündelung dieser Aufgaben ist Grundvoraussetzung für eine zentrale Steuerung und Überwachung von Finanzrisiken. Außerdem stärken wir damit unsere Verhandlungsposition gegenüber Kreditinstituten, Geschäftspartnern, Lieferanten und Kunden.

Flexible Instrumente für die Aufnahme von Fremdkapital verfügbar. Unseren Finanzbedarf decken wir überwiegend mit den hohen und stabilen Mittelzuflüssen aus unserer laufenden Geschäftstätigkeit. Darüber hinaus stehen uns eine Reihe flexibler Finanzierungsinstrumente zur Verfügung. Hervorzuheben ist hier das Debt-Issuance-Programm, das der langfristigen Refinanzierung am Kapitalmarkt dient. Im Rahmen dieses Programms können wir Anleihen im Gegenwert von insgesamt 30 Mrd. € begeben. Schließlich bietet uns ein Commercial-Paper-Programm Spielraum für die kurzfristige Finanzierung am Geldmarkt von bis zu 5,0 Mrd. US$. Als zusätzliche Liquiditätsreserve dient uns eine ungenutzte Kreditlinie über 4,0 Mrd. €; ihre Laufzeit reicht bis November 2016. RWE kann im November 2012 beantragen, dass die Kreditlinie um ein Jahr verlängert wird.

Weder die genannten Finanzierungsinstrumente noch die laufenden Kreditlinien verpflichten uns, bestimmte Zinszahlungs-, Verschuldungs- oder Mindestkapitalgrenzen zu beachten, bei deren Verletzung wir zur vorzeitigen Rückzahlung, zum Stellen von Sicherheiten oder zu erhöhten Zinszahlungen verpflichtet wären. Ebenso wenig sind wir an ein vorgegebenes Rating gebunden.

RWE begibt Hybridanleihe in der Schweiz. Als erstes deutsches Industrieunternehmen haben wir eine Hybridanleihe in der Schweiz begeben und damit zugleich unsere Kapitalstruktur weiter verbessert. Das Emissionsvolumen betrug 250 Mio. CHF. Die RWE-Anleihe hat einen Kupon von 5,25% pro Jahr bei einem Ausgabekurs von 100%. Ihre Laufzeit liegt bei etwas über 60 Jahren. Wir können sie frühestens im April 2017 kündigen. Zeichnungsberechtigt waren ausschließlich Privatanleger mit Wohnsitz in der Schweiz und institutionelle Investoren. Bei Hybridanleihen handelt es sich um eine Mischform aus Eigen- und Fremdkapital. In unseren Nettoschulden sind sie nur zur Hälfte berücksichtigt. Wir folgen damit der Vorgehensweise der Ratingagenturen. Davon abweichend können die International Financial Reporting Standards (IFRS) – je nach Ausgestaltung der Anleihe – eine vollumfängliche Klassifizierung als Eigen- oder Fremdkapital vorschreiben. So muss unsere Schweizer Hybridanleihe wegen der begrenzten Laufzeit in der IFRS-Bilanz zu 100% dem Fremdkapital zugerechnet werden. Die bereits im September 2010 begebene Hybridanleihe über 1,75 Mrd. € ist dagegen aufgrund der theoretisch unbegrenzten Laufzeit als Eigenkapital einzustufen.

Ende 2011 standen Anleihen im Gesamtwert von 16,9 Mrd. € aus. Über die Schweizer Hybridanleihe hinaus hat RWE 2011 keine Bonds platziert. Zurückgezahlt haben wir Anleihen im Wert von 1,5 Mrd. €. Das Gesamtvolumen unserer ausstehenden Anleihen hat sich damit im zurückliegenden Geschäftsjahr um 1,1 Mrd. € auf 16,9 Mrd. € (inkl. Hybridanleihen) verringert. Neben der Hybridemission und den Tilgungen kamen hier auch Wechselkurseffekte zum Tragen. Unsere ausstehenden Anleihen lauten auf Euro, britische Pfund, Schweizer Franken, US-Dollar und japanische Yen. Zur Steuerung des Währungsrisikos haben wir Sicherungsgeschäfte abgeschlossen. Bezieht man solche Transaktionen mit ein, waren wir zum Jahresende zu 72% in Euro und zu 28% in britischen Pfund verschuldet. Das heißt, ein Fremdwährungsrisiko aus Kapitalmarktschulden in US-Dollar, Schweizer Franken oder Yen bestand nicht. Die Ursprungslaufzeiten unserer

Anleihen reichen von zwei bis 30 Jahren. Ihre gewichtete durchschnittliche Restlaufzeit lag Ende 2011 bei 8,5 Jahren. Die Hybridanleihen sind hier nicht berücksichtigt. Unsere Fälligkeiten im Jahr 2012 betragen 1,8 Mrd. €.

RWE begibt Sterlinganleihe. Anfang 2012 haben wir die günstigen Marktbedingungen für deutsche Unternehmen am internationalen Kapitalmarkt genutzt und eine Anleihe über 600 Mio. £ begeben. Die Papiere haben eine Laufzeit von 22 Jahren und einen Kupon von 4,75%. Die Emission stieß auf großes Anlegerinteresse und war deutlich überzeichnet.

Fälligkeitsstruktur der Kapitalmarktschulden des RWE-Konzerns (Stand: 31.12.2011)

RWE begibt Commercial Paper und sichert sich zinsgünstiges EIB-Darlehen. Im vergangenen Jahr haben wir im Rahmen des Commercial-Paper-Programms Emissionen im Gesamtwert von 5,8 Mrd. € getätigt. Im gleichen Zeitraum tilgten wir Titel über insgesamt 2,9 Mrd. €. Damit erhöhte sich das Volumen der ausstehenden Commercial Paper zum Jahresende um 2,9 Mrd. € auf 3,4 Mrd. €. Darüber hinaus gewährte uns die Europäische Investitionsbank (EIB) im Oktober ein zinsgünstiges Programmdarlehen über 645 Mio. € mit einer Laufzeit von neun Jahren. Die Mittel dienen der Finanzierung von Investitionen in das Stromverteilnetz.

Emissionserlös von 2,1 Mrd. € aus Veräußerung neuer und eigener RWE-Aktien. Neben der Refinanzierung mit Fremdmitteln haben wir im vergangenen Jahr auch eine Erhöhung des Eigenkapitals vorgenommen. Ziel war die Sicherung der Finanzkraft angesichts der hohen Belastungen aus der deutschen Energiepolitik. In einem schwierigen Börsenumfeld haben wir im Dezember 52,3 Millionen neue und 28,1 Millionen im Eigenbestand gehaltene RWE-Stammaktien zum Stückpreis von 26 € am Markt platziert. Wir erzielten einen Bruttoemissionserlös von rund 2,1 Mrd. €. Die Transaktion zählt damit zu den größten Kapitalerhöhungen eines europäischen Industrieunternehmens in den vergangenen Jahren. Weitere Informationen dazu finden Sie auf Seite 46.

Kapitalmarktschulden des RWE-Konzerns zum 31.12.2011 nach Fälligkeit[1]		2012–2015	2016–2019	2020–2024	Ab 2025
Nominalvolumen	Mrd. €	6,3	2,9	2,9	2,9
Anteil am Gesamtvolumen der Kapitalmarktschulden	%	42	20	19	19

1 Fälligkeiten ohne die begebenen Hybridanleihen

Nettoschulden auf 29,9 Mrd. € gestiegen. Unsere Nettoschulden haben sich im zurückliegenden Geschäftsjahr um 1,0 Mrd. € auf 29,9 Mrd. € erhöht. Dazu trugen hauptsächlich unsere Investitionen (7,1 Mrd. €) und die Dividendenzahlung der RWE AG (1,9 Mrd. €) bei. Außerdem sind die Rückstellungen gestiegen, insbesondere für Pensionen. Dies schlug mit 0,6 Mrd. € zu Buche. Schuldenmindernd wirkte der operative Cash Flow in Höhe von 5,5 Mrd. €. Hinzu kamen die Erlöse aus der Kapitalerhöhung (2,1 Mrd. €) und aus dem Verkauf von Beteiligungen (0,8 Mrd. €). Auch die Begebung der Hybridanleihe über 250 Mio. CHF trug zur Verringerung der Finanzverbindlichkeiten bei, da wir ihr Emissionsvolumen bei der Ermittlung der Nettoschulden jeweils hälftig als Eigen- und Fremdkapital einstufen.

Nettoschulden in Mio. €	31.12.11	31.12.10	+/– in %
Flüssige Mittel	2.009	2.476	–18,9
Wertpapiere	5.353	3.445	55,4
Sonstiges Finanzvermögen	2.322	1.985	17,0
Finanzvermögen	**9.684**	**7.906**	**22,5**
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	19.959	17.572	13,6
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.964	2.238	–12,2
Finanzverbindlichkeiten	**21.923**	**19.810**	**10,7**
Nettofinanzschulden	**12.239**	**11.904**	**2,8**
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.846	3.318	15,9
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	60	56	7,1
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.366	10.010	3,6
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.780	2.920	–4,8
Korrektur Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	777	880	–11,7
Davon nach IFRS im Eigenkapital ausgewiesen	880	880	0,0
Davon nach IFRS im Fremdkapital ausgewiesen	–103	-	-
Zur Veräußerung bestimmtes Nettovermögen	-	12	–100,0
Nettoschulden des RWE-Konzerns	**29.948**	**28.964**	**3,4**

Sicherung des aktuellen A-Ratings hat hohe Priorität. Bonitätsprüfungen durch unabhängige Ratingagenturen haben maßgeblichen Einfluss auf die Möglichkeiten eines Unternehmens, sich Fremdkapital zu beschaffen. Je besser die Bewertung, desto leichter der Zugang zu den internationalen Kapitalmärkten und desto kostengünstiger die Aufnahme von Fremdmitteln. Daher profitieren wir davon, dass uns die beiden führenden Ratingagenturen Standard & Poor's und Moody's eine hohe Bonität bescheinigen. Im vergangenen Jahr haben die Agenturen unser langfristiges Rating allerdings um eine Stufe gesenkt: Standard & Poor's von A auf A– und Moody's von A2 auf A3, bei weiterhin „negativem Ausblick". Die Agenturen führen als Gründe u.a. die Belastungen aus dem beschleunigten Kernenergieausstieg in Deutschland und die schwierigen Marktbedingungen im Gasgeschäft an. Die Herabstufungen hatten keinen wesentlichen Einfluss auf unsere Finanzierungskosten.

Kreditrating	Moody's	Standard & Poor's
Langfristige Finanzschulden		
Standardanleihe	A3	A–
Nachrangige Anleihe	Baa2	BBB
Kurzfristige Finanzschulden	P-2	A-2
Ausblick	negativ	negativ

Verschuldungsfaktor auf 3,5 gestiegen. Wir steuern unsere Verschuldung u.a. anhand von Kennziffern. Eine Schlüsselgröße ist das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, das als „Verschuldungsfaktor" (Leverage Factor) bezeichnet wird. Diese Kennzahl ist aussagekräftiger als die absolute Höhe der Verbindlichkeiten, da sie die Ertragskraft des Unternehmens mit einbezieht – und damit seine Fähigkeit, die Schulden zu bedienen. Um unser Rating zu sichern, haben wir im Februar 2010 das Ziel ausgegeben, dass sich unser Verschuldungsfaktor an einer Obergrenze von 3,0 orientieren soll. Wie erwartet konnten wir diese Vorgabe 2011 trotz der Kapitalerhöhung nicht einhalten: Der Verschuldungsfaktor erhöhte sich von 2,8 (2010) auf 3,5. Wir wollen ihn zügig wieder an die Marke von 3,0 zurückführen.

Fremdkapitalkosten auf Vorjahreshöhe. Unsere Fremdkapitalkosten lagen 2011 unverändert bei 4,9%. Der Wert bezieht sich auf den jahresdurchschnittlichen Bestand ausstehender Schulden wie Anleihen, Commercial Paper und Bankkredite unter Berücksichtigung von Zinsderivaten. Hybridkapital fließt nicht in die Betrachtung ein.

Kapitalflussrechnung in Mio. €	2011	2010	+/– in Mio. €
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	5.510	5.500	10
Davon: Veränderung des Nettoumlaufvermögens	–436	–2.349	1.913
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	–7.766	–6.683	–1.083
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	1.742	638	1.104
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	–12	6	–18
Veränderung der flüssigen Mittel	**–526**[1]	**–539**	**13**
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	5.510	5.500	10
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	–6.353	–6.379	26
Free Cash Flow	**–843**	**–879**	**36**

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 auf Vorjahreshöhe. Unser Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit erreichte mit 5.510 Mio. € das Vorjahresniveau. Er hat sich damit wesentlich besser entwickelt als unser Ergebnis. Hauptgrund dafür sind positive Effekte im Nettoumlaufvermögen (Working Capital). Beispielsweise hatten wir Ausgaben für CO_2-Zertifikate teilweise ins Jahr 2010 vorverlagert. 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.

Der Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit lag bei 7.766 Mio. €. Das heißt, um diesen Betrag überstiegen unsere Ausgaben für Investitionen (inkl. Geldanlagen) die Einnahmen aus Anlagenabgängen und Unternehmensverkäufen. Durch unsere Finanzierungstätigkeit sind im Saldo 1.742 Mio. € zugeflossen. Die Kapitalerhöhung schlug hier mit 2,1 Mrd. € zu Buche und die Emission von Commercial Paper mit 2,9 Mrd. €. Dem stand die Dividendenzahlung der RWE AG in Höhe von 1,9 Mrd. € gegenüber. Außerdem lösten wir im September eine Anleihe über 1,5 Mrd. € ab. Per Saldo haben die dargestellten Zahlungsströme den Liquiditätsbestand verringert: Unsere flüssigen Mittel sind 2011 um 526 Mio. € gesunken.

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, ergibt den Free Cash Flow. Mit –843 Mio. € lag dieser ebenso wie 2010 (–879 Mio. €) im negativen Bereich. Das ist Folge unserer umfangreichen Investitionstätigkeit.

Bilanzstruktur	31.12.11		31.12.10	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	63.539	68,6	60.465	65,0
Davon: Immaterielle Vermögenswerte	16.946	18,3	17.350	18,6
Davon: Sachanlagen	34.847	37,6	32.237	34,6
Kurzfristiges Vermögen	29.117	31,4	32.612	35,0
Davon: Forderungen und sonstige Vermögenswerte[1]	18.771	20,3	23.258	25,0
Gesamt	**92.656**	**100,0**	**93.077**	**100,0**
Passiva				
Eigenkapital	17.082	18,4	17.417	18,7
Langfristige Schulden	44.391	47,9	45.162	48,5
Davon: Rückstellungen	23.829	25,7	23.485	25,2
Davon: Finanzverbindlichkeiten	15.428	16,7	15.908	17,1
Kurzfristige Schulden	31.183	33,7	30.498	32,8
Davon: Sonstige Verbindlichkeiten[2]	19.361	20,9	20.881	22,4
Gesamt	**92.656**	**100,0**	**93.077**	**100,0**

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

Bilanzstruktur: Eigenkapitalquote mit 18,4 % etwa auf Vorjahreshöhe. Der RWE-Konzern wies zum 31. Dezember 2011 eine Bilanzsumme von 92,7 Mrd. € aus. Das sind 0,4 Mrd. € weniger als Ende 2010. Auf der Aktivseite haben sich die Forderungen um 2,6 Mrd. € und die Derivatepositionen um 1,6 Mrd. € verringert. Dagegen sind die Sachanlagen wegen unserer hohen Investitionen und trotz der Entkonsolidierung von Amprion um 2,6 Mrd. € gestiegen. Auch der Bestand kurzfristig gehaltener Wertpapiere lag deutlich über Vorjahr und zwar um 1,8 Mrd. €. Auf der Passivseite der Bilanz nahmen die kurzfristigen Verbindlichkeiten zu, weil wir uns verstärkt über Commercial Paper refinanzierten. Die langfristigen Schulden sind demgegenüber gesunken. Insgesamt erhöhten sich die Verbindlichkeiten um 0,4 Mrd. €. Das Eigenkapital des RWE-Konzerns ging wegen Effekten im Other Comprehensive Income um 0,3 Mrd. € zurück. Es belief sich auf 17,1 Mrd. €. Das entspricht 18,4 % der Bilanzsumme; die Eigenkapitalquote lag damit annähernd auf dem Niveau des Vorjahres (18,7 %).

1.8 ERLÄUTERUNGEN ZUM JAHRESABSCHLUSS DER RWE AG (HOLDING)

Als Management-Holding des RWE-Konzerns nimmt die RWE AG zentrale Leitungsfunktionen wahr und beschafft Finanzmittel für die laufende Geschäftstätigkeit der Tochtergesellschaften. Ihre Vermögens- und Ertragslage hängt maßgeblich vom wirtschaftlichen Erfolg der Konzernunternehmen ab. Daher hinterließen die Ergebnisbelastungen, die 2011 insbesondere in der deutschen Stromerzeugung und im Gas-Midstream-Geschäft auftraten, auch im Einzelabschluss der RWE AG Spuren: Der nach deutschem Handelsrecht ermittelte Jahresüberschuss blieb deutlich hinter dem hohen Vorjahresniveau zurück.

Jahresabschluss. Die RWE AG stellt ihren Jahresabschluss nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) und des Aktiengesetzes (AktG) auf. Der Abschluss wird bei der Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH mit Sitz in Köln eingereicht, die ihn im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlicht. Er kann bei uns angefordert werden und steht im Internet unter www.rwe.com/ir zur Verfügung.

Bilanz der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Anlagevermögen		
Finanzanlagen	39.246	39.849
Umlaufvermögen		
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	7.719	3.950
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	214	876
Wertpapiere und flüssige Mittel	3.054	1.679
Aktive latente Steuern	2.761	-
Bilanzsumme Aktiva	**52.994**	**46.354**
Eigenkapital	9.925	8.146
Rückstellungen	4.509	4.851
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	30.902	29.462
Übrige Verbindlichkeiten	7.658	3.895
Bilanzsumme Passiva	**52.994**	**46.354**

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2011	2010
Ergebnis aus Finanzanlagen	–353	3.184
Zinsergebnis	–1.419	–681
Sonstige Erträge und Aufwendungen	510	1.413
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	**–1.262**	**3.916**
Außerordentliche Erträge und Aufwendungen	29	1
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	2.771	–1.397
Jahresüberschuss	**1.538**	**2.520**
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	–308	–653
Bilanzgewinn	**1.230**	**1.867**

Vermögenslage. Die Bilanzsumme der RWE AG belief sich zum 31. Dezember 2011 auf 53,0 Mrd. €. Sie lag damit um 14 % über dem Vorjahreswert. Das ergibt sich u.a. daraus, dass einige Konzerngesellschaften einen größeren Finanzmittelbedarf hatten und sich deshalb die Forderungen der Holding an diese Unternehmen erhöhten. Die Holding ihrerseits refinanzierte sich 2011 verstärkt durch Ausgabe von Commercial Paper; dies schlug sich in einem Anstieg der übrigen Verbindlichkeiten nieder. Eine weitere Ursache für die Erhöhung der Bilanzsumme liegt darin, dass wir 2011 das Wahlrecht zur Aktivierung latenter Steuern genutzt haben. Gestiegen sind zudem die Wertpapierbestände und flüssigen Mittel. Hintergrund ist, dass wir im Dezember eine Kapitalerhöhung vorgenommen und im Eigenbestand gehaltene RWE-Aktien veräußert haben. Zum 31. Dezember 2011 betrug die Eigenkapitalquote 18,7 %, gegenüber 17,6 % im Vorjahr.

Finanzlage. Zur Beschaffung von Finanzmitteln am Anleihemarkt bedient sich die RWE AG i.d.R. der Tochtergesellschaft RWE Finance B.V., die Emissionen unter Garantie der RWE AG vornimmt. Neben der erwähnten Ausgabe neuer und im Eigenbestand gehaltener RWE-Aktien, die einen Bruttoerlös von 2,1 Mrd. € brachte, wirkte auch die Begebung einer Hybridanleihe im Oktober 2011 positiv auf die Finanzlage. Die Emission hatte ein Volumen von 250 Mio. CHF; die Laufzeit der Anleihe liegt bei etwas über 60 Jahren. Zum 31. Dezember 2011 standen Anleihen und Commercial Paper im Gesamtwert von 16,9 Mrd. € bzw. 3,4 Mrd. € aus, im Vorjahr waren es 18,1 Mrd. € bzw. 0,5 Mrd. € gewesen. Im Januar 2012 wurde eine weitere Anleihe auf den Markt gebracht – mit einem Emissionsvolumen von 600 Mio. £ und 22-jähriger Laufzeit. Als Liquiditätsreserve dient darüber hinaus eine syndizierte Kreditlinie über 4,0 Mrd. €, die uns von einer Bankengruppe eingeräumt wurde und die wir bislang nicht in Anspruch genommen haben.

Ertragslage. Der Jahresüberschuss lag mit 1.538 Mio. € deutlich unter dem des Vorjahres. Stark gesunken ist das Ergebnis aus Finanzanlagen. Hier fiel der Beitrag der RWE Power wesentlich niedriger aus als 2010. Ausschlaggebende Faktoren waren die Laufzeitverkürzung für unsere deutschen Kernkraftwerke, die neue Kernbrennstoffsteuer, gesunkene Margen in der Stromerzeugung und Ergebniseffekte aus Sicherungsgeschäften. Eine außergewöhnlich schwache Performance im Energiehandel und erhebliche Belastungen im Gas-Midstream-Geschäft führten dazu, dass die RWE AG hohe Verluste von RWE Supply & Trading übernommen hat. Im Einzelabschluss nach HGB fielen die Ergebnisrückgänge bei RWE Power und RWE Supply & Trading größer aus als im Konzernabschluss nach IFRS. Das ist auf unterschiedliche Bilanzierungsvorschriften zurückzuführen.

Auch das Zinsergebnis war rückläufig. Ausschlaggebend dafür sind Verluste aus Wertpapieren, die der Sicherung von Pensionsverpflichtungen dienen. Im Vorjahr hatten wir Erträge aus solchen Wertpapieren erzielt. Verschlechtert hat sich auch die Position „Sonstige Erträge und Aufwendungen", vor allem wegen gesunkener Ertragsteuerumlagen von Tochterunternehmen. Positiv wirkte, dass auch der laufende Steueraufwand zurückgegangen ist und dass erstmals latente Steuern aktiviert worden sind, die sich auf 2,8 Mrd. € beliefen.

Gewinnverwendung. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 19. April 2012 für das Geschäftsjahr 2011 eine Dividende von 2,00 € je Aktie vorschlagen. Bezogen auf das nachhaltige Nettoergebnis des Konzerns ergibt sich daraus eine Ausschüttungsquote von 50 %.

Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB. Der Vorstand der RWE Aktiengesellschaft hat mit Datum vom 16. Februar 2012 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB abgegeben und diese auf der Internetseite der RWE unter www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung-par-289a-HGB veröffentlicht.

1.9 ÜBERNAHMERECHTLICHE ANGABEN

Gegenstand der folgenden Darstellung sind die Angaben nach §§ 315 Abs. 4 und 289 Abs. 4 HGB sowie nach § 176 Abs. 1 Satz 1 AktG. Diese Angaben betreffen u.a. Aspekte, die für den Erwerb der Unternehmenskontrolle eine Rolle spielen können, sowie die Befugnisse des Vorstands zu Veränderungen der Kapitalstruktur. Sämtliche Regelungen stehen im Einklang mit den Standards deutscher kapitalmarktorientierter Unternehmen.

Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals. Seit Eintragung der Kapitalerhöhung im Handelsregister am 7. Dezember 2011 besteht das gezeichnete Kapital der RWE AG aus 575.745.499 auf den Inhaber lautenden nennbetragslosen Stammaktien und 39.000.000 auf den Inhaber lautenden nennbetragslosen Vorzugsaktien ohne Stimmrecht. Erstere machen 93,66%, letztere 6,34% des gezeichneten Kapitals aus. Die Inhaber der Vorzugsaktie haben Vorrang bei der Verteilung des Bilanzgewinns. Dieser wird gemäß Satzung in folgender Reihenfolge verwendet: 1) zur Nachzahlung etwaiger Rückstände von Gewinnanteilen auf die Vorzugsaktien aus den Vorjahren; 2) zur Zahlung eines Vorzugsgewinnanteils von 0,13 € je Vorzugsaktie; 3) zur Zahlung eines Gewinnanteils auf die Stammaktien von bis zu 0,13 € je Stammaktie; 4) zur gleichmäßigen Zahlung etwaiger weiterer Gewinnanteile auf die Stamm- und Vorzugsaktien, soweit die Hauptversammlung keine andere Verwendung beschließt. Die Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals sowie die Ausgestaltung der Rechte und Pflichten der Aktionäre entsprechen den gesetzlichen und satzungsmäßigen Vorgaben.

Kapitalbeteiligungen von mehr als 10% der Stimmrechte. Zum 31. Dezember gab es eine Beteiligung an der RWE AG, die 10% der Stimmrechte überschreitet. Gehalten wird sie von der RW Energie-Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG mit Sitz in Dortmund. Die Gesellschaft hat uns zuletzt am 21. Dezember 2007 gemäß § 21 Abs. 1 Wertpapierhandelsgesetz (WpHG) mitgeteilt, dass sie zu diesem Zeitpunkt einen Stimmrechtsanteil von 16,089% an der RWE AG hielt.

Im Zuge der Kapitalerhöhung im Dezember 2011 hielt die Deutsche Bank AG mit Sitz in Frankfurt am Main vorübergehend einen Anteil oberhalb der 10%-Schwelle. Gemäß WpHG teilte sie uns am 12. Dezember 2011 mit, dass sie am 7. Dezember 71.416.748 Stimmrechte besaß. Das entspricht einem Stimmrechtsanteil von 12,4%. Gleichzeitig teilte sie uns mit, dass ihr Stimmrechtsanteil am 8. Dezember den Schwellenwert von 10% wieder unterschritten hat. Gemäß § 27a Abs. 1 WpHG stellte die Deutsche Bank klar, dass der einzige Grund für den Stimmrechtserwerb, der zur vorübergehenden Überschreitung der Meldegrenze von 10% führte, die technische Abwicklung der Kapitalerhöhung der RWE AG war.

Ernennung und Abberufung der Vorstandsmitglieder/ Satzungsänderungen. Die Ernennung und Abberufung der Mitglieder des Vorstands richtet sich nach den §§ 84 f. AktG in Verbindung mit § 31 Mitbestimmungsgesetz (MitbestG). Satzungsänderungen werden nach den Bestimmungen der §§ 179 ff. AktG in Verbindung mit § 16 Abs. 6 der Satzung der RWE AG vorgenommen. Nach § 16 Abs. 6 der Satzung werden die Beschlüsse der Hauptversammlung mit einfacher Stimmenmehrheit und – soweit eine Kapitalmehrheit erforderlich ist – mit einfacher Kapitalmehrheit gefasst, falls nicht das Gesetz oder die Satzung zwingend etwas anderes vorschreiben. Damit wurde von der gesetzlich eingeräumten Möglichkeit Gebrauch gemacht, eine andere Kapitalmehrheit für eine Satzungsänderung zu bestimmen als vom Gesetz vorgegeben. Nach § 10 Abs. 9 der Satzung ist der Aufsichtsrat ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung, d.h. die sprachliche Form und nicht den Inhalt, betreffen.

Befugnisse des Vorstands zum Aktienrückkauf. Mit Beschluss der Hauptversammlung vom 20. April 2011 wurde der Vorstand ermächtigt, bis zum 19. Oktober 2012 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10% des zum Zeitpunkt der Beschlussfassung der Hauptversammlung oder – falls dieser Wert geringer ist – des zum Zeitpunkt der Ausübung der Ermächtigung bestehenden Grundkapitals zu erwerben. Der Erwerb kann sich auf Aktien nur einer Gattung beschränken. Die Aktien können nach Wahl des Vorstands über die Börse oder mittels eines öffentlichen Kaufangebots erworben werden. Dabei ist der Einsatz von Put- oder Call-Optionen möglich. Anschließend dürfen die eigenen Aktien eingezogen werden.

Werden Stammaktien zurückerworben, können diese auch im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen oder beim Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen oder Anteilen an Unternehmen auf Dritte übertragen oder in anderer Weise veräußert werden. Eine Veräußerung, die weder über die Börse noch durch ein Angebot an alle Aktionäre erfolgt, ist nur gegen Barzahlung erlaubt. Außerdem darf der Preis den Börsenkurs von Stammaktien gleicher Ausstattung zum Zeitpunkt der Veräußerung nicht wesentlich unterschreiten. Die Gesellschaft kann zurückerworbene Stammaktien auch dafür einsetzen, Wandel- und Optionsanleihen zu bedienen, die auf der Basis der Beschlüsse der Hauptversammlung vom 22. April 2009 begeben werden. Schließlich darf sie die zurückerworbenen Stammaktien auch zur Erfüllung von Verpflichtungen aus Belegschaftsaktienprogrammen verwenden. Die Ermächtigungen können ganz oder teilweise, auch in Teilbeträgen, ausgeübt werden. Im Rahmen der Kapitalmaßnahme vom Dezember 2011 sind auf Grundlage der bestehenden Ermächtigungen 28.105.327 eigene Aktien veräußert worden. Das entspricht einem Anteil von 4,57 % am gezeichneten Kapital.

Befugnisse des Vorstands zur Begebung von Options- und Wandelanleihen. Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 22. April 2009 ist der Vorstand bis zum 21. April 2014 ermächtigt, Options- oder Wandelanleihen auszugeben; der Gesamtnennwert der Anleihen ist auf 6 Mrd. € begrenzt. Das Bezugsrecht der Aktionäre kann ausgeschlossen werden, sofern die Anleihen zu einem marktgerechten Preis begeben werden und die neuen Aktien nicht mehr als 10 % des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens oder – falls dieser Wert geringer ist – im Zeitpunkt der Ausübung der Ermächtigung ausmachen. Auf die 10 %-Grenze werden andere Barkapitalmaßnahmen unter Bezugsrechtsausschluss angerechnet, so auch die im Dezember 2011 vorgenommene Barkapitalerhöhung aus genehmigtem Kapital. Der Vorstand darf das Bezugsrecht auch ausschließen, um zu verhindern, dass die Zahl der Aktien, die sich aus dem Bezugsverhältnis errechnet, Bruchteilsbeträge (Spitzenbeträge) aufweist. Außerdem kann das Bezugsrecht zugunsten der Inhaber bereits ausgegebener Wandel- oder Optionsanleihen ausgeschlossen werden. Ihnen können Bezugsrechte in dem Umfang eingeräumt werden, wie sie ihnen nach Wandlung oder Optionsausübung als Aktionär zustehen würden. Für die Bedienung der Wandlungs- und Optionsrechte steht gemäß § 4 Abs. 3a und 3b der Satzung ein bedingtes Kapital in Höhe von 143.975.680 € zur Verfügung, das sich aus 56.240.500 auf den Inhaber lautenden Stammaktien zusammensetzt.

Befugnisse des Vorstands zur Ausgabe neuer Aktien. Im Dezember 2011 hat die RWE AG 52.340.499 neue, auf den Inhaber lautende Stammaktien aus dem genehmigten Kapital gegen Bareinlage unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre ausgegeben. Das Grundkapital erhöhte sich dadurch um 133.991.677,44 € auf 1.573.748.477,44 €. Der Vorstand ist nunmehr noch ermächtigt, das Grundkapital bis zum 16. April 2013 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 153.959.682,56 € einmalig oder in Teilbeträgen durch Ausgabe neuer Inhaberstammaktien gegen Bar- oder Sacheinlage zu erhöhen (genehmigtes Kapital). Das Bezugsrecht der Aktionäre kann mit Zustimmung des Aufsichtsrats ausgeschlossen werden, um Spitzenbeträge zu vermeiden, die sich aus dem Bezugsverhältnis ergeben. Es kann zudem ausgeschlossen werden, um Aktien gegen Sacheinlagen im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen oder zum Zweck des Erwerbs von Unternehmensanteilen auszugeben. Schließlich kann das Bezugsrecht im Fall einer Barkapitalerhöhung ausgeschlossen werden, wenn der Ausgabepreis der neuen Aktien den Börsenpreis der bereits ausgegebenen Aktien nicht wesentlich unterschreitet und der auf die neuen Aktien, für die das Bezugsrecht ausgeschlossen wird, insgesamt entfallende anteilige Betrag 10 % des Grundkapitals nicht überschreitet; mit der Barkapitalerhöhung vom Dezember 2011 haben wir dieses Volumen bereits zum Großteil genutzt.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt und die Bedingungen der Aktienausgabe festzulegen. Aktien aus dem genehmigten Kapital sind auf jene aus dem bedingten Kapital anzurechnen, soweit die Aktien jeweils unter Bezugsrechtsausschluss ausgegeben werden.

Auswirkungen eines Wechsels der Unternehmenskontrolle auf die Fremdfinanzierung. Die syndizierte Kreditlinie der RWE AG enthält eine Change-of-Control-Klausel, die im Wesentlichen folgenden Inhalt hat: Im Falle einer Änderung der Kontroll- oder Mehrheitsverhältnisse bei RWE sind weitere

Inanspruchnahmen bis auf Weiteres ausgesetzt. Die Kreditgeber treten mit uns in Verhandlung über eine Fortführung der Kreditlinie. Sie können die Kreditlinie kündigen, falls wir mit der Mehrheit von ihnen innerhalb von 30 Tagen nach dem Kontrollwechsel keine Einigung erzielen.

Auch die nicht nachrangigen RWE-Anleihen enthalten eine Change-of-Control-Klausel: Im Falle eines Kontrollwechsels in Verbindung mit einer Absenkung des Kreditratings der RWE AG unter die Kategorie „Investment Grade" können die Gläubiger die sofortige Rückzahlung verlangen. Der Rückzahlungsbetrag ergibt sich aus den jeweiligen Anleihebedingungen. Auch unsere beiden Hybridanleihen über 1,75 Mrd. € bzw. 250 Mio. CHF enthalten Change-of-Control-Klauseln. Wir haben das Recht, sie innerhalb des definierten Kontrollwechselzeitraums zu kündigen und zurückzuzahlen. Werden sie nicht zurückgezahlt und das Kreditrating sinkt innerhalb des Kontrollwechselzeitraums unter Investment Grade, steigt die für die Hybridanleihen zu gewährende jährliche Vergütung um 500 Basispunkte.

Auswirkungen eines Wechsels der Unternehmenskontrolle auf die Vergütung von Vorstand und Führungskräften. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG haben im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle ein Sonderkündigungsrecht. Bei Ausübung dieses Rechts erhalten sie eine Einmalzahlung zur Abgeltung der vereinbarten Vertragsdauer, die mindestens zwei und maximal drei Jahresgesamtvergütungen entspricht. Dies steht in Einklang mit den seit 2008 geltenden Vorgaben des Deutschen Corporate Governance Kodex. Dr. Jürgen Großmann wurde noch vor Inkrafttreten dieser Kodexvorgaben ein Sonderkündigungsrecht gewährt. Sein Dienstvertrag sieht eine Einmalzahlung vor, die seine bis zum Ende der vereinbarten Vertragslaufzeit anfallenden Bezüge und den anstelle einer Versorgungszusage vertraglich vereinbarten Betrag umfasst.

Bei einem Wechsel der Unternehmenskontrolle werden außerdem zurückbehaltene Tantiemen des Vorstands vorzeitig bewertet und gegebenenfalls ausgezahlt. Hierzu wird der durchschnittliche Bonus-Malus-Faktor der vorausgegangenen drei Jahre herangezogen. Von ihm hängt ab, ob und in welcher Höhe zurückbehaltene Tantiemen ausgezahlt werden. Ausführliche Informationen zu diesem Thema finden Sie auf Seite 109 f.

Der Long-Term Incentive Plan 2005 (Beat) und der RWE Performance Share Plan 2010 (Beat 2010) für Vorstand und Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen sehen im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle für alle Inhaber von Performance Shares eine Entschädigungszahlung vor. Deren Höhe entspricht dem Produkt des im Rahmen der Übernahme für die RWE-Aktien gezahlten Preises und der endgültigen Anzahl der Performance Shares, die nach den jeweiligen Planbedingungen auf den Zeitpunkt der Abgabe des Übernahmeangebots ermittelt wird.

Regelungen entsprechen marktüblichen Standards. Die Ermächtigung zum Erwerb eigener Aktien und das genehmigte Kapital entsprechen üblichen Standards bei deutschen kapitalmarktorientierten Unternehmen. Gleiches gilt für die Regelungen, die den Kontrollwechsel betreffen, also insbesondere die Klauseln in den Verträgen zur syndizierten Kreditlinie, zu den RWE-Anleihen und zur Vorstandsvergütung.

1.10 INNOVATION

Wir können langfristig nur wettbewerbsfähig bleiben, wenn wir kontinuierlich in neue Technologien investieren und vorhandene weiterentwickeln. Dabei geben die energiepolitischen Ziele in unseren Märkten die Richtung vor. Sie stellen uns vor große Herausforderungen, besonders nach der Energiewende in Deutschland. Wie können wir die Kernenergie ersetzen, ohne beim Klimaschutz ins Hintertreffen zu geraten? Mit welchen Maßnahmen gelingt es uns, Netzstabilität und Versorgungssicherheit bei steigender Einspeisung von wetterabhängigem Wind- und Solarstrom aufrechtzuerhalten? Wie können unsere Kunden Energie sparen, ohne auf Komfort verzichten zu müssen? Mit unserer Forschungs- und Entwicklungsarbeit leisten wir einen Beitrag zur Beantwortung dieser Fragen. Die European School of Management and Technology hat uns dafür jüngst zum Innovationsführer der Branche gewählt.

Die Energieversorgung der Zukunft entwickeln. Unsere Tätigkeit auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung (F&E) setzt an allen Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor an, angefangen bei der Gewinnung der Rohstoffe, über die Stromerzeugung, den Netzbetrieb und die Speicherung bis hin zur Energienutzung. Dabei setzen wir nicht nur auf eigenes Know-how, sondern auch auf die Zusammenarbeit mit Partnern aus Anlagenbau, chemischer Industrie und Forschungseinrichtungen. Unser Aktionsradius ist somit größer, als der F&E-Aufwand des Konzerns vermuten lässt. Dieser belief sich 2011 auf 146 Mio. € gegenüber 149 Mio. € im Vorjahr. Von unseren Mitarbeitern waren 410 ausschließlich oder teilweise mit F&E-Aufgaben befasst.

Forschung und Entwicklung		2011	2010	2009	2008	2007
F&E-Aufwendungen	Mio. €	146	149	110	105	74
F&E-Mitarbeiter		410	360	350	330	270

Emissionsminderung in der Stromerzeugung weiter im Zentrum der F&E-Tätigkeit. Kohle- und Gaskraftwerke bleiben Garanten der Energieversorgung in unseren Kernmärkten. Das gilt umso mehr, als bis Ende 2022 alle deutschen Kernkraftwerke vom Netz gehen und die Lücke, die sie hinterlassen, nicht allein durch erneuerbare Energien und vermehrte Stromimporte zu schließen ist. Unsere F&E-Tätigkeit widmet sich schwerpunktmäßig der Frage, wie der Einsatz fossiler Brennstoffe in der Stromerzeugung mit den Zielen des Klimaschutzes vereinbart werden kann. In den vergangenen Jahrzehnten haben wir die Effizienz unseres Kraftwerksparks durch Anwendung neuer Technologien und Verfahren immer mehr verbessert und damit zugleich den Kohlendioxidausstoß verringert. Trotzdem ist besonders die Kohleverstromung noch immer mit hohen Emissionen verbunden. Seit einigen Jahren arbeiten wir daher an Lösungen, die verhindern, dass das CO_2 in die Atmosphäre gelangt. Dazu muss das Gas zunächst isoliert und aufgefangen werden, bis es im nächsten Schritt in unterirdischen Gesteinsschichten gespeichert oder als Rohstoff verwertet werden kann.

Ein vielversprechender Ansatz für die Abtrennung von CO_2 ist die sogenannte CO_2-Wäsche. Dabei wird das Kohlendioxid an eine chemische Lösung gebunden und aus dem Rauchgas entfernt. Seit 2009 erproben wir dieses Verfahren in einer Pilotanlage am Braunkohlekraftwerk Niederaußem. Unsere Partner sind BASF und Linde. Ziel ist die Entwicklung neuer CO_2-Waschmittel für den großtechnischen Einsatz. Die Ergebnisse können sich sehen lassen: Inzwischen lassen sich über 90 % des Kohlendioxids abtrennen. Unsere CO_2-Wäsche ist damit wesentlich wirkungsvoller als die zurzeit üblichen Verfahren. Zudem haben wir nachgewiesen, dass das hohe Effizienzniveau über mehrere Waschzyklen hinweg gehalten werden kann. Diese Erfolge sind auf die hohe Qualität des Waschmittels zurückzuführen. Parallel prüfen wir, wie durch Anpassungen beim Aufbau der Pilotanlage der Investitionsbedarf für spätere Großanlagen gesenkt werden kann. Im Herbst 2011 haben wir eine zentrale Komponente, den Absorber, verkleinert, ohne dass es zu Mengeneinbußen bei der CO_2-Wäsche kam. Letztere ist auch Gegenstand eines Projekts in Großbritannien: Ende 2011 haben wir eine Pilotanlage am Steinkohlekraftwerk Aberthaw fertiggestellt, mit

der wir andere Waschmittel testen als in Niederaußem. Im Rahmen eines weiteren Projekts haben wir bereits den gesamten Prozess von der Abtrennung über den Transport bis zur Speicherung des Kohlendioxids erprobt. Fast zwei Jahre lang begleiteten wir den Betrieb einer Demonstrationsanlage von American Electric Power am Standort Mountaineer in New Haven (USA). Zum Einsatz kam hier eine von Alstom entwickelte Technologie. Das Projekt lieferte uns wichtige Erkenntnisse. Unser Ziel ist, die CO_2-Wäsche spätestens ab 2020 kommerziell nutzen zu können.

Kohlendioxid – vom Schadstoff zum Rohstoff. Mit der Abtrennung des Kohlendioxids ist aber nur ein erster Schritt getan. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass das Gas dauerhaft von der Atmosphäre ferngehalten wird. Für eine Speicherung – etwa in Gesteinsformationen tief unter der Erdoberfläche – gibt es in Deutschland nach wie vor keine hinreichende gesetzliche Grundlage. Ein weiteres Hindernis liegt in der mangelnden Akzeptanz, auch außerhalb Deutschlands. Daher gehen wir noch einen Schritt weiter: Wir erforschen, wie man in Zeiten knapper werdender Ressourcen aus einem schädlichen Treibhausgas einen wertvollen Rohstoff machen kann – auch wenn das Potenzial zur Emissionsvermeidung hier wesentlich geringer ist als bei der Speicherung. Im Zentrum unserer Überlegungen steht die Frage, wie Kohlendioxid als alternative Kohlenstoffquelle zu Öl für chemische Zwischenprodukte und bei der Energieumwandlung genutzt werden kann. Dieser Frage widmen sich gleich drei Projekte, die wir 2010 gestartet haben.

Im Rahmen des ersten Vorhabens wandeln wir CO_2 unter Zuhilfenahme von Mikroorganismen in Biomasse, Biokunststoffe und chemische Zwischenprodukte um. Unser Kooperationspartner BRAIN ist führend auf dem Gebiet der sogenannten „weißen Biotechnologie“, d.h. der Nutzung biotechnologischer Verfahren für die industrielle Produktion. Eine erste wichtige Erkenntnis aus dem Projekt ist, dass Mikroorganismen auch unter Bedingungen, wie sie im Kraftwerk herrschen, das Kohlendioxid aus dem Rauchgas absorbieren.

In einem zweiten Projekt mit dem Titel „Dream Production“ untersuchen wir gemeinsam mit Bayer und der RWTH Aachen, wie sich aus CO_2 hochwertige Kunststoffe herstellen lassen. Um unseren Projektpartnern Kohlendioxid zur Verfügung stellen zu können, haben wir die Pilotanlage in Niederaußem 2011 um Vorrichtungen zur Aufbereitung, Verflüssigung und Abfüllung des CO_2 erweitert. Für unsere Pionierarbeit wurde uns eine besondere Anerkennung zuteil: Die Stiftung Deutscher Nachhaltigkeitspreis wählte „Dream Production“ unter die Top 3 in der Kategorie „Deutschlands nachhaltigste Initiative“.

Unser drittes Projekt trägt den Titel „CO_2RRECT“. Wir entwickeln es gemeinsam mit Experten von Siemens und Bayer sowie mehreren Hochschulen und Forschungseinrichtungen. Im Fokus steht die Idee, ein Überangebot an Strom aus erneuerbaren Energien zu nutzen, um CO_2 dauerhaft in chemische Zwischenprodukte einzubinden. Dafür wird aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und dieser mit CO_2 in Verbindung gebracht. Das Ergebnis sind Kohlenwasserstoffe, die als Basis für chemische Zwischenprodukte wie Kohlenmonoxid dienen. Kohlendioxid kann so als Ausgangsstoff für die Herstellung von Haushaltsartikeln und CDs verwendet werden. Eine Besonderheit von CO_2RRECT ist, dass die Produktion flexibel an der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien ausgerichtet werden soll. Noch im laufenden Jahr wird Siemens eine hoch flexible Elektrolyse-Anlage im Kraftwerk Niederaußem errichten.

Bau eines Gezeitenkraftwerks in Schottland. Unsere F&E-Tätigkeit auf dem Gebiet der Stromerzeugung schließt auch die erneuerbaren Energien ein. Hier verfolgen wir vielfältige Ansätze, u.a. die kommerzielle Nutzbarmachung von Meeresenergie. Gemeinsam mit dem Wasserkraftspezialisten Voith Hydro installieren wir derzeit eine 1-Megawatt-Gezeitenströmungsturbine in den Gewässern der Orkneyinseln (Schottland). Die Turbinen-Fundamente haben wir bereits im Meeresboden verankert. Die Anlage soll ab 2012 eine zweijährige Testphase durchlaufen. Wir versprechen uns davon neue Erkenntnisse über den Betrieb von Meereskraftwerken.

Besserer Schallschutz für Wale beim Bau von Offshore-Windparks. Ein weiterer Forschungsschwerpunkt ist die Entwicklung von Verfahren zur Schalldämpfung bei der Errichtung von Windparks auf hoher See. Dazu haben wir im Mai 2011 eine Kooperation mit sieben weiteren Offshore-Investoren geschlossen. Im Zentrum der Initiative stehen deutsche Windparks, die aufgrund gesetzlicher Vorgaben oft weit vor den Küsten in großer Wassertiefe errichtet werden. Die Fundamente müssen daher mit Stahlrammpfählen im Boden verankert werden. Die Projektpartner wollen den Schall, der dabei entsteht, deutlich verringern, um insbesondere Schweinswale zu schützen. Die Erkenntnisse aus dem Vorhaben sollen an die gesamte deutsche Offshore-Industrie einschließlich der Hersteller von Schallminderungssystemen und an die Genehmigungsbehörden weitergegeben werden.

Hoch effizienter Stromspeicher unterstützt erneuerbare Energien. Mit der stark wachsenden Zahl von Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden die Stromeinspeisungen ins Netz zunehmend von den Wetterverhältnissen beeinflusst. Das Stromangebot muss aber stets der Nachfrage entsprechen, damit die Netzfrequenz stabil bleibt. Hier die Balance zu schaffen, wird eine immer anspruchsvollere Aufgabe, die ohne neue Stromspeicher kaum zu lösen ist. Vor diesem Hintergrund entwickeln wir gemeinsam mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrttechnik sowie den Unternehmen General Electric und Züblin einen adiabaten Druckluftspeicher. Hier wird Luft zu Zeiten eines hohen Stromangebots in unterirdische Kavernen gepresst und später – z.B. bei steigendem Strombedarf – zur Erzeugung von Elektrizität genutzt. Untersucht wird der Bau einer Demonstrationsanlage in Staßfurt (Sachsen-Anhalt), die über eine Speicherkapazität von 360 Megawattstunden (MWh) und eine elektrische Leistung von bis zu 90 Megawatt (MW) verfügt. Ihr Wirkungsgrad soll 70 % erreichen. Wir wollen das schaffen, indem wir die Wärme, die bei der Kompression entsteht, auffangen und in den Energiekreislauf der Anlage zurückführen. Damit käme das Verfahren zum ersten Mal überhaupt im großtechnischen Maßstab zum Einsatz.

In Anbetracht der Schlüsselrolle, die Speichertechnologien bei der Umgestaltung der Energiewirtschaft haben, hat RWE im September 2011 gemeinsam mit zwölf Forschungs- und Energieunternehmen den europäischen Speicherverband EASE gegründet. EASE steht für „European Association for Storage of Energy“. Der Verband soll Plattform für den fachlichen Austausch zu technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Fragen sein.

Intelligentes Stromnetz in der Praxis. In der Energiewelt von gestern waren es fast ausschließlich Großkraftwerke, die Strom produzierten, während sich die Rolle der Haushalte auf die des Verbrauchers beschränkte. Inzwischen hat sich das Bild gewandelt: Immer mehr Haushalte verfügen über eine Photovoltaikanlage und speisen Strom ins Netz ein. Besonders für die Betreiber von Mittel- und Niederspannungsnetzen bedeutet das zusätzlichen Koordinationsaufwand. Damit das Netz nicht aus der Balance gerät, müssen mithilfe neuer Technologien „intelligente“ Ausgleichsmechanismen geschaffen werden. Ein Beispiel ist der Einsatz flexibler Transformatoren, die je nach Netzzustand automatisch die richtige Spannung einstellen. Eine weitere Möglichkeit ist die Speicherung von Biogas, das bei Bedarf – etwa wenn die Sonne nicht scheint – zur Stromproduktion genutzt werden kann. Um solche Technologien in der Praxis zu erproben und weiterzuentwickeln, hat die RWE Deutschland im Juni 2011 als Konsortialführer des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Projekts „Netze für die Stromversorgung der Zukunft (SmartCountry)“ einen Modellversuch zum intelligenten Stromnetz gestartet. In einer Region im Kreis Bitburg-Prüm sollen drei Jahre lang Erkenntnisse über den Betrieb eines solchen Netzes gesammelt werden. Gemeinsam mit unseren Partnern ABB, Consentec und der Technischen Universität Dortmund wollen wir zeigen, wie die Versorgungssicherheit insbesondere in ländlichen Regionen trotz schwankender Strommengen aus erneuerbaren Energien gewährleistet werden kann.

Kraftwerk für den Hausgebrauch. Die Energiewende findet nicht nur bei den Versorgern und Netzbetreibern statt, sondern auch beim Kunden. Gemeinsam mit Vaillant haben wir ein „Zuhause-Kraftwerk" entwickelt und auf den Markt gebracht. Dabei handelt es sich um einen Gasmotor, der Strom und Wärme erzeugt. Das Besondere daran: Der Kunde kann den Strom selbst nutzen oder ins Netz einspeisen. Künftig soll es auch möglich sein, die Anlage um einen sogenannten Ökoheizstab zu erweitern, der Wärmeerzeugung mit Strom aus der Steckdose erlaubt. Der Gasmotor bleibt dann ausgeschaltet. Dies lohnt sich vor allem dann, wenn Strom gerade preiswert ist, etwa in Zeiten mit hohen Einspeisungen aus Wind- und Solaranlagen. Eine von RWE entwickelte intelligente Steuerung sorgt je nach Marktsituation und Verbrauch für den optimalen Betriebszustand der Anlage.

Heizen mit grünem Strom. Eine weitere Möglichkeit, den Energieeinsatz in den eigenen vier Wänden zu optimieren, bietet die „Windheizung", die wir zurzeit entwickeln und erproben. Der Begriff steht für eine neuartige elektrische Speicherheizung, deren Ladezeiten flexibel am schwankenden Stromangebot aus erneuerbaren Energien ausgerichtet werden können. Bislang werden Stromheizungen im Allgemeinen nachts aufgeladen. Die RWE Effizienz GmbH hat im März 2011 gemeinsam mit Siemens und der tekmar GmbH ein F&E-Projekt zum Lastmanagement und zur Wirtschaftlichkeit von Windheizungen gestartet. An dem Vorhaben nehmen auch 50 Kunden der RWE Vertrieb AG teil. Bis zum Ende der Heizperiode 2011/2012 sollen erste Ergebnisse vorliegen.

RWE als Innovationsführer ausgezeichnet. Im Innovationsindex 2010 der European School of Management and Technology (ESMT) belegen wir den ersten Platz. Die ESMT untersuchte und bewertete die Innovationsfähigkeit der 15 größten europäischen Energieversorger im Zeitraum von 2007 bis 2010. Die Auszeichnung „Innovationsführer der europäischen Energieversorger" verdanken wir vor allem unserem breiten F&E-Spektrum: Wir decken 14 von 15 Forschungsfeldern ab, die von der ESMT als wichtig eingestuft wurden, und damit so viele wie kein anderer unserer Wettbewerber. Die Juroren honorierten auch unsere vergleichsweise hohen F&E-Investitionen und Patentanmeldungen.

1.11 ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Die deutsche Energiewende hat gezeigt, wie plötzlich sich die Rahmenbedingungen im Energiesektor ändern können. Politische Eingriffe sind jedoch nicht die einzigen Risiken, denen Versorger wie RWE heute ausgesetzt sind. Auch sich wandelnde Marktstrukturen und schwankende Strom- und Brennstoffpreise stellen uns vor große unternehmerische Herausforderungen. Ein professionelles Risikomanagement ist daher unerlässlich. Risiken frühzeitig systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu steuern ist für uns ein Kernelement solider Unternehmensführung. Ebenso wichtig ist es, Chancen zu identifizieren – und sie zu nutzen.

Organisation des Risikomanagements im RWE-Konzern. Die Gesamtverantwortung für das konzernübergreifende Risikomanagementsystem trägt der Vorstand der RWE AG. Er legt Regeln und Mindeststandards fest und definiert Obergrenzen für die aggregierten Markt- und Kreditrisiken. Zudem entscheidet er über Einzeltransaktionen, die erhebliche Risiken mit sich bringen können.

Die Verantwortung für die Kontrolle, Steuerung und Koordination des Risikomanagementsystems ist beim Bereich Konzerncontrolling im Ressort des Finanzvorstands angesiedelt. Diese Organisationseinheit berichtet dem Vorstand und dem Risikomanagement-Ausschuss der RWE AG regelmäßig über die Risikolage des Konzerns.

Dem Risikomanagement-Ausschuss obliegt die Überwachung und Weiterentwicklung des Risikomanagementsystems. Er setzt sich aus den Leitern folgender Bereiche der RWE AG zusammen: Commodity Management, Compliance & Vorstandsbüro, Konzerncontrolling, Finanzen, Rechnungswesen, Recht/Organangelegenheiten, Revision und Unternehmensentwicklung & Strategie. Den Vorsitz hat der Leiter des Bereichs Konzerncontrolling.

Darüber hinaus sind folgende Organisationseinheiten mit zentralen Risikomanagement-Aufgaben betraut:

Die Steuerung von Commodity-Positionen obliegt dem Vorstandsressort Kommerzielle Steuerung, dem der Bereich Commodity Management zugeordnet ist. In einem jeweils vom Gesamtvorstand vorgegebenen Rahmen werden von diesem Vorstandsressort Genehmigungen für Absicherungsstrategien und größere, nicht durch Limite abgedeckte Commodity-Transaktionen erteilt. Zur Vorbereitung von Entscheidungen über Absicherungsstrategien dient das Commodity-Management-Komitee, dem neben dem Vorstand Kommerzielle Steuerung der Leiter Commodity Management sowie Vertreter der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading angehören.

Limite für Commodity-Risiken der operativen Gesellschaften werden vom Bereich Commodity Management definiert: Grundlagen hierfür sind die vom Gesamtvorstand vorgegebenen Risikoobergrenzen.

Überwacht werden die Commodity-Risiken vom Finanzvorstand der RWE AG. Dabei unterstützen ihn die Finanzvorstände und die für den Finanzbereich zuständigen Geschäftsführer unserer wichtigsten Konzerngesellschaften. Die zum Bereich Konzerncontrolling gehörende Abteilung Risikocontrolling erarbeitet konzernweite Vorgaben für die Risikomessung, beobachtet die Commodity-Risiken und berichtet darüber an den Vorstand. Mit der Anwendung des Vieraugenprinzips stellen wir sicher, dass die zentralen Risiken eng überwacht und Richtlinien konzernweit einheitlich umgesetzt werden.

Um die Steuerung von Kreditrisiken des RWE-Konzerns kümmert sich die Abteilung Credit Risk Controlling, die ebenfalls im Bereich Konzerncontrolling angesiedelt ist.

Für die Überwachung finanzwirtschaftlicher Risiken ist auf der Ebene der RWE AG die zum Bereich Finanzen gehörende Organisationseinheit Finanzcontrolling zuständig. Zu ihren Aufgaben gehört auch die Berichterstattung über Währungs-, Zins- und Liquiditätsrisiken.

Über die strategischen Leitlinien für das Management unserer Finanzanlagen (einschließlich der Mittel des RWE Pensionstreuhand e.V. und der RWE Pensionsfonds AG) bestimmt das Asset-Management-Komitee der RWE AG. Es wägt Ertragschancen und -risiken gegeneinander ab, wählt geeignete Anlagekategorien aus (Anleihen, Aktien etc.) und entscheidet darüber, wie die Mittel auf diese verteilt werden.

Mitglieder des Asset-Management-Komitees sind der Finanzvorstand der RWE AG, der Leiter Konzernfinanzen sowie die Finanzvorstände der Konzerngesellschaften RWE Dea, RWE Power, RWE npower, enviaM, Süwag Energie und Lechwerke.

Risiken aus der Finanzberichterstattung werden vom Konzernrechnungswesen der RWE AG überwacht. Dieser Bereich ist ebenfalls dem Finanzvorstand unterstellt. Er bedient sich eines internen Kontrollsystems, das wir auf Seite 94 f. ausführlich darstellen.

Darüber hinaus überwacht der Bereich Compliance die Einhaltung des RWE-Verhaltenskodex. Sein besonderes Augenmerk gilt der Vermeidung von Korruptionsrisiken. Er berichtet an den Vorstandsvorsitzenden der RWE AG oder – sollten Mitglieder des Vorstands betroffen sein – direkt an den Vorsitzenden des Aufsichtsrats und an den Vorsitzenden des Prüfungsausschusses des Aufsichtsrats.

Unter fachlicher Führung der genannten Bereiche sorgen unsere Konzerngesellschaften dafür, dass die Risikomanagement-Richtlinien konzernweit umgesetzt werden.

Risikomanagement als kontinuierlicher Prozess. Das Risikomanagement ist als kontinuierlicher Vorgang in unsere betrieblichen Abläufe integriert. Risiken und Chancen – definiert als negative bzw. positive Abweichungen von Planwerten – werden frühzeitig identifiziert und klassifiziert. Wir bewerten Risiken anhand ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und der möglichen Schadenshöhe und fassen sie auf Ebene der Konzerngesellschaften bzw. des Konzerns zusammen. Unsere Analyse erstreckt sich auf den Dreijahreszeitraum unserer Mittelfristplanung. Sie kann bei wesentlichen strategischen Risiken auch darüber hinausreichen. Haben mehrere Risiken die gleiche Ursache, werden sie zu einer Position zusammengefasst. Lässt sich ein Risiko verringern, wird das Restrisiko unter Nennung der bereits getroffenen Gegenmaßnahmen angegeben. Die mögliche Schadenshöhe stellen wir dem betrieblichen Ergebnis und dem Eigenkapital der jeweiligen Unternehmenseinheit sowie des Konzerns gegenüber. Die Risiken analysieren wir mithilfe einer Matrix, in der sie mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit und potenziellen Schadenshöhe dargestellt sind. So können wir ableiten, ob und in welchem Umfang Handlungsbedarf besteht. Risiken mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit oder Schadenshöhe begrenzen wir durch operative Maßnahmen. Gegebenenfalls berücksichtigen wir sie durch bilanzielle Vorsorgen, z.B. Rückstellungen. Chancen bewerten und steuern wir im Zuge der turnusgemäßen Planung.

Über unsere Risiken und Chancen berichten wir den Führungs- und Aufsichtsgremien quartalsweise in standardisierter Form. Über unvorhergesehene wesentliche Veränderungen der Risikosituation wird der Vorstand der RWE AG unverzüglich in Kenntnis gesetzt. Unsere Konzernrevision begutachtet in regelmäßigen Abständen die Qualität und Funktionsfähigkeit unseres Risikomanagementsystems. Dennoch können wir nicht mit letzter Sicherheit garantieren, dass alle relevanten Risiken frühzeitig erkannt werden und die Kontrollen funktionieren. Menschliches Fehlverhalten etwa lässt sich nie ganz ausschließen.

Gesamtbeurteilung der Risiko- und Chancensituation durch die Unternehmensleitung. Als langfristig investierender Energieversorger ist RWE in besonderem Maße auf verlässliche energiepolitische Rahmenbedingungen angewiesen. Allerdings beobachten wir zunehmend den Trend zu regulatorischen Eingriffen in den Energiemarkt. Ein Beleg dafür ist die seit 2011 erhobene Kernbrennstoffsteuer in Deutschland, gegen die wir Klage eingereicht haben. Der plötzliche Kurswechsel in der deutschen Kernenergiepolitik nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima ist ein weiterer Beleg dafür, dass die politischen Risiken im Versorgersektor gestiegen sind. Auch hier haben wir den Rechtsweg beschritten, um finanzielle Schäden zu begrenzen.

Neben der Energiepolitik hat insbesondere die Entwicklung von Angebot und Nachfrage an den Strom- und Gasmärkten Auswirkungen auf unsere Ertragslage. Sollte die Staatsfinanzkrise im Euroraum zu einer Rezession führen, könnte sich dies in einem Rückgang des Energieverbrauchs und der Energiepreise niederschlagen. Darüber hinaus beobachten wir strukturelle Veränderungen an den Energiemärkten. Beispielsweise verdrängt der fortgesetzte Zubau von Windkraft und Solaranlagen die Stromproduktion von Gas- und Kohlekraftwerken, deren Margen unter Druck geraten sind. Sollten sich diese weiter verschlechtern, würde das nicht zuletzt die Rentabilität unserer großen Neubauprojekte beeinträchtigen.

Auch der Gasmarkt ist im Wandel begriffen. Die zunehmende Bedeutung liquider Gashandelspunkte und die Expansion der Schiefergasproduktion in den USA haben wesentlich dazu beigetragen, dass sich die Preise im Gashandel von denen in ölpreisindexierten Langfristverträgen entkoppelt haben und letztere seit 2009 deutlich unterschreiten. Wir beziehen Gas zum Teil auf Basis von Verträgen mit Ölpreisbindung. Um an die Marktentwicklung angepasste Konditionen zu erreichen, haben wir Revisionsverhandlungen mit unseren Lieferanten aufgenommen, die inzwischen großenteils in Schiedsverfahren eingemündet sind.

Aus allen genannten Sachverhalten – ob Preisrevisionen, Rechtsverfahren, Commodity-Preisänderungen oder politische Interventionen – ergeben sich erhebliche Risiken für uns, aber auch Chancen. Insgesamt haben die Unwägbarkeiten in unserem Geschäft zugenommen. Gleichwohl sind gegenwärtig keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand der RWE AG oder des RWE-Konzerns gefährden.

Wichtige Risiko- und Chancenkategorien. Nachfolgend erläutern wir die Risiken und Chancen, die erheblichen Einfluss auf unsere Vermögens-, Finanz- und Ertragslage haben können. Sie gehören den folgenden Kategorien an, von denen die vier erstgenannten zurzeit besondere Bedeutung für uns haben.

- **Risiken und Chancen aus Commodity-Preisschwankungen:** Die Preisentwicklung an den Commodity-Märkten hat großen Einfluss auf unser Ergebnis, insbesondere in der Stromerzeugung. Beispielsweise könnten fallende Stromnotierungen oder steigende Brennstoffkosten zu rückläufigen Margen führen und die Werthaltigkeit unserer Kraftwerke mindern. Preisrisiken bestehen auch im Upstream-Geschäft der RWE Dea. Überdies können ungünstige Marktentwicklungen zur Folge haben, dass unsere Kosten für die Beschaffung von Strom und Gas über den Verkaufspreisen liegen, die wir im Vertrieb an Endkunden und Weiterverteiler erzielen können. Dies betrifft in erster Linie unsere ölpreisgebundenen Gasbezugsverträge. Den genannten Risiken steht allerdings auch die Chance gegenüber, dass sich die Preise in eine für RWE vorteilhafte Richtung entwickeln. Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten bewerten wir unter Berücksichtigung aktueller Terminpreise und erwarteter Volatilitäten. Die Commodity- und die Kreditrisiken der Erzeugungs- und Vertriebsgesellschaften werden über Absicherungsvorgaben gesteuert, die die RWE AG festgelegt hat. Wie bereits dargestellt, begrenzen wir die Risiken im Erzeugungsgeschäft dadurch, dass wir unseren Strom größtenteils frühzeitig über Terminkontrakte verkaufen und zugleich die für die Erzeugung benötigten Brennstoffe und Emissionszertifikate preislich absichern. Auch im Upstream-Geschäft der RWE Dea und im Gas-Midstream-Geschäft der RWE Supply & Trading nutzen wir die Terminmärkte, um Risiken einzudämmen.

Beim Management von Commodity-Preisrisiken übernimmt RWE Supply & Trading eine zentrale Rolle. Hier bringen wir unser Know-how rund um Commodity-Geschäfte zusammen und bündeln gleichzeitig die damit verbundenen Risiken. RWE Supply & Trading ist die Schnittstelle des RWE-Konzerns zu den weltweiten Großhandelsmärkten für Strom und Energierohstoffe. Das Unternehmen vermarktet große Teile der Erzeugungsposition des Konzerns und kauft die für die Stromproduktion notwendigen Brennstoffe und CO_2-Emissionszertifikate ein. Seine Funktion als interner Transaktionspartner erleichtert es uns, Ergebnisrisiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten für den Erzeugungs- und Vertriebsbereich einzugrenzen. Um das Risiko auf der Beschaffungs- und Absatzseite zu mindern, setzt RWE Supply & Trading auch Commodity-Derivate ein. Die Handelsaktivitäten sind allerdings nicht ausschließlich auf die Risikominderung ausgerichtet. In streng limitiertem Umfang betreibt RWE Supply & Trading Eigenhandel, der darauf abzielt, Preisänderungen auf den Energiemärkten gezielt zu nutzen.

Das Risikomanagementsystem im Energiehandel des RWE-Konzerns ist eng an die für Handelsgeschäfte von Banken geltenden Best-Practice-Regelungen angelehnt. Dazu gehört, dass Transaktionen mit Dritten nur abgeschlossen werden, wenn sich das Kreditrisiko innerhalb genehmigter Limite bewegt. Konzernweit geltende Richtlinien geben Strukturen und Prozesse vor, wie mit Commodity-Preisrisiken und damit zusammenhängenden Kreditrisiken umzugehen ist. In unseren Tochtergesellschaften werden die Commodity-Positionen permanent überwacht; das

Ergebnis wird den zuständigen Gremien mitgeteilt. Darüber hinaus informiert sich der Vorstand der RWE AG quartalsweise über die konsolidierten Commodity-Risikopositionen des Konzerns. Die Konzerngesellschaften teilen ihre Positionen dem Konzernrisikocontrolling mit, das die Meldungen konsolidiert. Diese Vorgehensweise gilt nicht für Marktrisiken, die aus reinen Handelsgeschäften der RWE Supply & Trading entstehen. Solche Risiken werden täglich überwacht und gesondert ausgewiesen.

Die Risikoobergrenzen im Energiehandel werden vom Vorstand der RWE AG festgelegt. Von zentraler Bedeutung ist dabei der Value at Risk (VaR). Er gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit in einem gegebenen Zeitraum 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 40 Mio. € nicht übersteigen darf. Im Geschäftsjahr 2011 lag er bei durchschnittlich 14 Mio. €; der maximale Tageswert betrug 27 Mio. €. Daneben haben wir Limite für die einzelnen Handelstische vergeben. Außerdem loten wir in sogenannten Stresstests Extremszenarien aus, ermitteln deren mögliche Auswirkungen auf Liquidität und Ertragslage und steuern gegen, wenn die Risiken zu hoch sind.

- **Risiken und Chancen aus Preisrevisionen bei Gasbezugsverträgen:** Wir beziehen Gas sowohl über liquide Gas-Großhandelsmärkte wie TTF (Niederlande) oder NBP (Großbritannien) als auch auf Basis langfristiger ölpreisgebundener Bezugsverträge. Seit 2009 haben sich die Preise an den erwähnten Handelspunkten von denen in ölpreisindexierten Kontrakten entkoppelt und diese zeitweise deutlich unterschritten. Folge ist, dass wir Gas aufgrund der vertraglichen Bindungen zum Teil wesentlich teurer einkaufen, als es am Markt bezogen werden kann. Dies führt zu Margenrückgängen und Kundenverlusten. In erster Linie betrifft dies unser deutsches und tschechisches Geschäft. Um an die Marktentwicklung angepasste Bezugskonditionen zu erreichen, haben wir Revisionsverhandlungen mit unseren Gaslieferanten aufgenommen, die großenteils in Schiedsverfahren eingemündet sind. Der Ausgang der Revisionen wird maßgeblichen Einfluss auf unsere mittelfristige Ertragslage haben. Für die ersten langfristigen Kontrakte haben wir bereits Verhandlungsergebnisse erzielt: Diese Verträge wurden zu großen Teilen auf Gas-Großhandelspreis-Indexierung umgestellt oder im gegenseitigen Einvernehmen vorzeitig beendet. Trotzdem sehen wir das Risiko, dass die Ergebnisse der laufenden Preisrevisionen hinter den Erwartungen zurückbleiben, die wir uns im Vorfeld auf Basis detaillierter juristischer Bewertungen gebildet haben. Ebenso besteht die Chance, dass wir günstigere Konditionen als angenommen durchsetzen können.

- **Risiken aus CO_2-Emissionen:** Angesichts des großen Anteils von Braun- und Steinkohlekraftwerken an unserem Stromerzeugungsportfolio liegen unsere spezifischen Kohlendioxidemissionen weit über dem Branchendurchschnitt. Die EU-Staaten haben sich im Dezember 2008 darauf geeinigt, dass dem Stromsektor in Westeuropa in der dritten Emissionshandelsperiode ab 2013 so gut wie keine Zertifikate mehr unentgeltlich zugeteilt werden. Unsere jährlichen Ausgaben für Emissionsrechte werden dann nochmals wesentlich höher sein als in der aktuellen Handelsperiode bis 2012. Wir streben an, unseren spezifischen CO_2-Ausstoß durch die Modernisierung unseres Kraftwerksparks und den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 um mehr als 20 % gegenüber 2005 zu reduzieren. Darüber hinaus begrenzen wir unser CO_2-Risiko durch die Teilnahme an Klimaschutzprojekten im Rahmen der Kyoto-Mechanismen Clean Development Mechanism und Joint Implementation. Eine weitere Maßnahme ist der virtuelle Tausch von Kraftwerkskapazitäten mit anderen Erzeugern. Daneben schließen wir langfristige Stromlieferverträge ab, bei denen der Kunde das CO_2-Preisrisiko übernimmt. Außerdem haben wir bereits in gewissem Umfang CO_2-Zertifikate für die dritte Emissionshandelsperiode erworben.

- **Regulatorische und politische Risiken:** Als Versorger planen wir unsere Investitionen für Zeiträume, die Jahrzehnte umfassen. Wir sind daher in besonderem Maße auf verlässliche energiepolitische Rahmenbedingungen angewiesen. Allerdings beobachten wir zunehmend den Trend zu regulatorischen Eingriffen in den Energiemarkt. Wegen der schwierigen Haushaltslage zahlreicher europäischer Staaten hat sich überdies das Risiko erhöht, dass die Regierungen der Wirtschaft neue Lasten aufbürden. Davon könnten insbesondere standortgebundene Unternehmen wie Energieversorger betroffen sein. Ein Beispiel dafür ist die deutsche Kernbrennstoffsteuer. Sie belastet unsere Ertragslage erheblich. Da ihre Rechtmäßigkeit fraglich ist, haben wir bei den zuständigen Finanzgerichten auf Aufhebung des Steuervollzugs geklagt. Letztlich wird das Bundesverfassungsgericht – oder gegebenenfalls der Europäische Gerichtshof – über die Zulässigkeit der Kernbrennstoffsteuer entscheiden. Dies wird aber wohl erst in einigen Jahren der Fall sein. Bis dahin bestehen erhebliche Unsicherheiten, die unsere Planung erschweren.

  Auch der plötzliche Kurswechsel in der deutschen Energiepolitik nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima belegt, dass die politischen Risiken im Versorgersektor gestiegen sind. Mit der Anfang August 2011 in Kraft getretenen 13. Novelle des Atomgesetzes (13. AtG-Novelle) wurde die 2010 beschlossene Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke rückgängig gemacht und die sofortige Stilllegung von acht der 17 deutschen Reaktoren verfügt. Für die übrigen Blöcke wurden zeitlich gestaffelte Abschalttermine festgelegt (siehe Seite 43). Für die noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke sehen wir das Risiko, dass die übertragbaren Stromerzeugungskontingente, die den Anlagen nach dem AtG zustehen, vor den Abschaltterminen nicht vollständig genutzt werden können. Wir halten die 13. AtG-Novelle für verfassungswidrig, weil die Betreiber der Anlagen keine Entschädigungen erhalten und die Festlegung der Abschalttermine nicht stichhaltig begründet wurde. Daher haben wir im Februar 2012 Verfassungsbeschwerde eingelegt. Gegen das Kernenergiemoratorium für Biblis A und B von März bis Juni 2011 haben wir bereits im April 2011 beim Hessischen Verwaltungsgerichtshof in Kassel Klagen eingereicht.

  Dass die politischen Risiken rund um die Kernenergie gestiegen sind, zeigt auch die aktuelle Debatte zur Wahl eines Endlagerstandorts in Deutschland. Das Endlager soll der Entsorgung von hoch radioaktiven Abfällen aus Kernkraftwerken dienen. Wir sehen das Risiko, dass sich mit einem neuen Gesetz die Suche weiter verzögert und zusätzliche finanzielle Belastungen auf die Versorger zukommen.

  Risiken ergeben sich ferner aus der kartellrechtlichen Preismissbrauchsaufsicht, deren gesetzlicher Rahmen Ende 2007 verschärft worden ist. Außerdem wurden auf europäischer Ebene Gesetzesinitiativen gestartet, die auf eine verstärkte Regulierung von Energiehandelsgeschäften abzielen. Unter anderem sollen die Versorger verpflichtet werden, den Handel mit Commodity-Derivaten über Clearing-Stellen abzuwickeln und dabei in höherem Umfang als bisher finanzielle Sicherheiten zu hinterlegen, falls die Derivatepositionen eine noch zu bestimmende finanzielle Größenordnung überschreiten.

  Auch die seit 2009 geltende Anreizregulierung für Strom- und Gasnetze in Deutschland birgt Ergebnisrisiken. Für die zweite fünfjährige Regulierungsperiode, die am 1. Januar 2013 (Gas) bzw. 2014 (Strom) beginnt, muss der Regulierer noch die maximal zulässigen Erlöse der einzelnen Gesellschaften festlegen. Außerdem hat er die Netzbetreiber im Hinblick auf ihre Effizienz zu bewerten. Werden hier Defizite gesehen, sind die Gesellschaften gefordert, diese durch Kosteneinsparungen bis zum Ende der Regulierungsperiode zu beseitigen. Unabhängig davon, ob ihnen das gelingt, senkt der Regulierer die Erlösobergrenzen für die betroffenen Unternehmen stufenweise ab. Insgesamt besteht somit das Risiko, dass unseren Netzgesellschaften zu niedrige Erlösobergrenzen zugebilligt werden und diese wegen vermeintlicher Ineffizienzen im Laufe der Regulierungsperiode sogar weiter abgesenkt werden. Wir sehen aber auch die Chance, dass der Regulierer günstige Parameter für unsere Netzgesellschaften festlegt. Darüber hinaus sind wir zuversichtlich, dass die Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen verbessert werden.

  Beim Bau und Betrieb von Produktionsanlagen sind wir genehmigungsrechtlichen Risiken ausgesetzt. In besonderer Weise betrifft dies unsere Windparks, Tagebaue und Kraft-

werke. Wird ihr laufender Betrieb ausgesetzt oder beeinträchtigt, kann es zu erheblichen Produktions- und Erlöseinbußen kommen. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass uns bei Neubauprojekten die erforderlichen Genehmigungen verspätet oder gar nicht erteilt oder aber bereits erteilte Genehmigungen wieder entzogen werden. Je nach Baufortschritt und vertraglichen Verpflichtungen gegenüber Zulieferern kann dies zu erheblichen finanziellen Belastungen führen. Dem beugen wir durch sorgfältige Vorbereitung und Begleitung unserer Genehmigungsanträge so weit wie möglich vor.

Mit großer Aufmerksamkeit verfolgen wir die politischen Umwälzungen in Nordafrika. RWE Dea ist mit Upstream-Projekten in der Region vertreten. In Ägypten fördern wir bereits Öl und Gas. Darüber hinaus planen wir Aktivitäten in Libyen. Wie in allen Ländern, die nicht der OECD angehören, haben wir unsere Investitionsausgaben hier großenteils durch Bundesgarantien gegen politische Risiken abgesichert und werden dies auch bei künftigen Projekten tun.

- **Sonstige Rechts- und Schiedsverfahren:** Einzelne Gesellschaften des RWE-Konzerns sind durch ihren Geschäftsbetrieb oder durch Unternehmenskäufe in Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. Mitunter werden auch außergerichtliche Ansprüche gegen sie geltend gemacht. Darüber hinaus sind Konzernunternehmen an verschiedenen behördlichen Verfahren direkt beteiligt oder zumindest von deren Ergebnissen betroffen. Die beschriebenen Vorgänge werden aber voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzern haben.

  Derzeit laufen noch einige Spruchverfahren im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen. Sie wurden durch außenstehende Aktionäre angestrengt und zielen auf eine Überprüfung der Angemessenheit von Umtauschverhältnissen oder Barabfindungen ab. Da diese von unabhängigen Gutachtern ermittelt wurden und mittlerweile mehrere erstinstanzliche Entscheidungen zu unseren Gunsten vorliegen, sehen wir hier nur geringe Risiken. Sollten Gerichte in rechtskräftigen Entscheidungen zu abweichenden Ergebnissen kommen, zahlen wir einen Ausgleich an alle betroffenen Aktionäre, auch wenn sie nicht selbst am Spruchverfahren beteiligt waren.

- **Finanzwirtschaftliche Risiken und Chancen:** Schwankungen von Währungs-, Zins- und Aktienkursen können unser Ergebnis ebenfalls stark beeinflussen. Große Bedeutung messen wir dem Management von Wechselkursveränderungen bei. Dies ergibt sich aus unserer internationalen Präsenz. Außerdem werden Energieträger wie Kohle und Öl in US-Dollar gehandelt. Die Konzerngesellschaften sind grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Währungsrisiken über die RWE AG zu begrenzen. Diese ermittelt die Nettofinanzposition je Währung und sichert sie nötigenfalls ab. Die Risikomessung und -begrenzung basiert u.a. auf dem VaR-Konzept. Der durchschnittliche VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag 2011 unter 1 Mio. €.

  Bei Zinsrisiken unterscheiden wir zwischen zwei Kategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren im RWE-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 bei unseren Kapitalanlagen belief sich 2011 auf durchschnittlich 7 Mio. € (Vorjahr: 9 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 2011 im Durchschnitt 19 Mio. €.

  Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen lag hier bei durchschnittlich 12 Mio. € (Vorjahr: 11 Mio. €).

  Die Risiken und Chancen aus Veränderungen von Wertpapierkursen steuern wir durch professionelles Fondsmanagement. Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer speziellen Software zentral erfasst und von der RWE AG überwacht. Dadurch erreichen wir einen Risikoausgleich über die Einzelgesellschaften hinweg. Für unsere Konzernunternehmen haben wir Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen in internen Richtlinien verbindlich festgelegt.

- **Bonität von Geschäftspartnern:** Aus unseren Geschäftsbeziehungen mit Finanzinstituten, Handelspartnern, Kunden und Lieferanten ergeben sich Kreditrisiken. Diese könnten sich bei einer weiteren Zuspitzung der Staatsschuldenkrise im Euroraum erheblich verstärken. Dem begegnen wir durch eine breite Diversifikation der Finanzierungsquellen, Geldanlagen und Bankpartner über verschiedene Währungen, Rechtsräume und Laufzeiten.

  Die Entwicklung der Bonität unserer Geschäftspartner verfolgen wir zeitnah. Außerdem achten wir darauf, dass bei der Messung und Steuerung von Kreditrisiken die konzernweit gültigen Standards eingehalten werden. Wir begrenzen unsere Kreditrisiken, indem wir Limite festlegen und diese insbesondere bei Veränderungen der Bonität anpassen. Gegebenenfalls lassen wir uns Barsicherheiten stellen oder Bankgarantien geben. Sofern wirtschaftlich sinnvoll, schließen wir auch Kreditversicherungen ab oder nutzen Credit Default Swaps.

  Die Banken und Handelspartner, mit denen wir Kreditbeziehungen unterhalten, haben überwiegend eine hohe Bonität. Ihre Kreditwürdigkeit beurteilen wir anhand externer Ratings. Liegen diese nicht vor, stützen wir uns auf interne Bewertungsverfahren. Bei Banken nutzen wir darüber hinaus einen Frühwarnindikator, den wir im Zuge der Finanzmarktkrise 2008 entwickelt haben. Unsere Stromerzeugung verkaufen wir großenteils über die Börse. Für diese Mengen übernimmt eine Clearing-Stelle das Kreditrisiko. Außerbörsliche Energiehandelsgeschäfte schließen wir grundsätzlich auf Basis von Rahmenverträgen ab, wie sie u.a. von der European Federation of Energy Traders (EFET) vorgegeben werden. Außerdem vereinbaren wir Sicherheitsleistungen. Bei Finanzderivaten nutzen wir den Deutschen Rahmenvertrag oder den Rahmenvertrag der International Swaps and Derivatives Association (ISDA). Unsere Kreditrisiken aus dem Handels- und Finanzbereich messen wir täglich.

- **Liquiditätsrisiko:** Das Liquiditätsrisiko besteht darin, dass wir möglicherweise nicht über genügend flüssige Mittel verfügen, um unsere finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Solche Verpflichtungen bestehen bei RWE insbesondere in der Ablösung fälliger Finanzverbindlichkeiten. Des Weiteren müssen wir Sicherheiten stellen, wenn sich Handelskontrakte bei einer Bewertung zu aktuellen Marktpreisen in der Verlustzone befinden. Wir stufen unser Liquiditätsrisiko als gering ein. Basis dafür ist unsere solide Finanzierung. Wir verfügen über einen starken operativen Cash Flow, erhebliche liquide Mittel, ungenutzte Kreditlinien sowie über weiteren finanziellen Spielraum dank unseres Commercial-Paper-Programms und unseres Debt-Issuance-Programms. Durch vorausschauende Liquiditätsplanung stellen wir sicher, dass wir jederzeit zahlungsfähig sind. Dabei bedienen wir uns u.a. eines konzernweiten Meldesystems, das die kurz-, mittel- und langfristigen Mittelbedarfe der Konzerngesellschaften erfasst.

- **Unternehmensstrategische Risiken und Chancen:** Entscheidungen über Sachinvestitionen und Akquisitionen sind wegen der Höhe und der langfristigen Bindung des eingesetzten Kapitals mit besonderen Risiken und Chancen verbunden. Wird ein Unternehmen erworben, können u.a. Probleme bei der Integration von Mitarbeitern, Prozessen und Technologien auftreten. Für die Vorbereitung und Umsetzung strategischer Sachinvestitions- und Akquisitionsentscheidungen gibt es bei RWE differenzierte Zuständigkeitsregelungen und Genehmigungsprozesse. Die intensive Beobachtung von Märkten und Wettbewerbern hilft uns dabei, unternehmensstrategische Risiken und Chancen frühzeitig zu erfassen und zu bewerten.

- **Kontinuität des Geschäftsbetriebs:** Auf sämtlichen Stufen unserer Wertschöpfung betreiben wir technologisch komplexe, vernetzte Produktionsanlagen. An unseren Tagebaugeräten, Förderanlagen, Kraftwerkskomponenten und Netzen können nicht versicherte Schäden auftreten. In unseren Kraftwerken steigt das Risiko ungeplanter Betriebsunterbrechungen mit zunehmendem Alter ihrer Komponenten. Außerdem kann es zu Verzögerungen beim Bau neuer Anlagen kommen, etwa durch Unfälle, Materialfehler, verspätete Zulieferungen oder zeitaufwändige Genehmigungsverfahren. Diesen Risiken begegnen wir – soweit möglich – durch ein sorgfältiges Projektmanagement. Im Netzgeschäft besteht die Gefahr, dass Anlagen durch höhere Gewalt, z.B. Wettereinflüsse, zerstört werden. Hohe Sicherheitsstandards und regelmäßige Prüf-, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sollen diese Risiken in Grenzen halten. Soweit wirtschaftlich sinnvoll, schließen wir entsprechende Versicherungen ab.

- **Informationstechnologie:** Unsere Geschäftsprozesse werden durch effiziente Informationsverarbeitungssysteme unterstützt. Dennoch können wir nicht vollständig ausschließen, dass Mängel bei der Verfügbarkeit der IT-Infrastrukturen und der Sicherheit unseres Datenbestands auftreten. Wir begegnen dem mit hohen Sicherheitsstandards, der Sensibilisierung der Nutzer sowie Beschränkungen der Zugriffs- und Zugangsrechte. Außerdem investieren wir regelmäßig in die Modernisierung von Hard- und Software. Unsere IT basiert weitgehend auf marktüblichen Standards. Ihr Betrieb ist in modernen Rechenzentren gebündelt. Für die Steuerung von Risiken bei der Entwicklung von IT-Lösungen haben wir einen konzernweit verbindlichen Prozess etabliert.

- **Personal:** Der Wettbewerb der Unternehmen um qualifiziertes Personal wird immer intensiver. Um hier unsere Position zu sichern und zu stärken, betonen wir bei der Mitarbeiterakquise die Attraktivität von RWE als Arbeitgeber. Zudem streben wir an, Fach- und Führungskräfte langfristig an den Konzern zu binden. Neben leistungsorientierter Vergütung und fortschrittlichen Sozialleistungen setzen wir dabei insbesondere auf die breit gefächerten Perspektiven, die sich ihnen im RWE-Konzern eröffnen: durch Traineeprogramme, interdisziplinäre Karrierewege, Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlichen europäischen Konzerngesellschaften sowie attraktive Fort- und Weiterbildungsangebote. Risiken aufgrund der Mitarbeiterfluktuation begrenzen wir durch Stellvertreterregelungen und eine frühzeitige Nachfolgeplanung.

Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem: Angaben nach § 315 Abs. 2 Nr. 5 und § 289 Abs. 5 HGB. In der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass die Jahres-, Konzern- und Zwischenabschlüsse Falschdarstellungen enthalten, die möglicherweise einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungen ihrer Adressaten haben. Unser rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem (IKS) zielt darauf ab, mögliche Fehlerquellen zu identifizieren und die daraus resultierenden Risiken zu begrenzen. Es erstreckt sich auf die Finanzberichterstattung im gesamten RWE-Konzern. So können wir mit hinreichender Sicherheit gewährleisten, dass ein den gesetzlichen Vorschriften entsprechender Jahres- und Konzernabschluss erstellt wird.

Die Ausgestaltung des rechnungslegungsbezogenen IKS ergibt sich aus der Organisation unseres Rechnungslegungs- und Finanzberichterstattungsprozesses. Eine der Kernfunktionen dieses Prozesses ist die Steuerung des Konzerns und seiner operativen Einheiten. Ausgangspunkt hierfür sind die Zielvorgaben des Vorstands der RWE AG. Aus ihnen und aus unseren Erwartungen in Hinblick auf die operative Geschäftsentwicklung erarbeiten wir einmal im Jahr unsere Mittelfristplanung. Diese umfasst Budgetwerte für das jeweils bevorstehende Geschäftsjahr und Planzahlen für die Folgejahre. Für laufende Geschäftsjahre erstellen wir Prognosen, die am Budget anknüpfen. Der Vorstand der RWE AG und die Vorstände der wichtigsten Tochtergesellschaften kommen vierteljährlich zusammen, um Quartals- und Jahresabschlüsse auszuwerten und die Prognosen zu aktualisieren.

Die Buchführung ist überwiegend dezentral organisiert; mitunter übernehmen Konzerngesellschaften diese Aufgabe für ihre Tochterunternehmen. Bestimmte Verarbeitungsprozesse, z.B. die Personalabrechnung, sind bei internen Dienstleistern wie der RWE Service GmbH gebündelt oder unterliegen zumindest konzerneinheitlich definierten Qualitätsstandards. In ihrer Funktion als Holding nimmt die RWE AG zentrale Aufgaben auf dem Gebiet der Rechnungslegung wahr. Dabei handelt es sich u.a. um die Konsolidierung, die Bilanzierung von Pensionsrückstellungen in Deutschland und die Prüfung der Werthaltigkeit bilanzierter Firmenwerte. Ebenfalls der RWE AG zugeordnet sind Aufgaben, die die Verwaltung und Überwachung von Finanzinstrumenten, den Zahlungsverkehr, die Geldanlagen und die Organschaftsabrechnung betreffen. Teilweise werden dafür externe Dienstleister hinzugezogen.

Im Rahmen der externen Berichterstattung zum Halbjahr und zum Gesamtjahr haben die Vorstandsvorsitzenden und Finanzvorstände bzw. die Geschäftsführer wichtiger Tochtergesellschaften sowie ausgewählte Bereichsleiter der RWE AG einen internen Bilanzeid zu leisten. Erst wenn dies geschehen ist, legen die Mitglieder des Vorstands der RWE AG zum Halbjahr und zum Gesamtjahr einen externen Bilanzeid ab und unterzeichnen die Versicherung der gesetzlichen Vertreter. Sie bestätigen damit, dass die vorgeschriebenen Rechnungslegungsstandards eingehalten wurden und dass die Zahlen ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage vermitteln.

Unsere Abschlüsse erstellen wir mithilfe eines konzernweiten Berichterstattungssystems, das wir auch für die Aufstellung der Budgets und Prognosen nutzen. Alle vollkonsolidierten Tochtergesellschaften bedienen sich dieses Systems. Es bildet die Basis für einen standardisierten Datenmeldeprozess im Konzern. Die Finanzbuchhaltungssysteme werden größtenteils von der RWE IT GmbH unterhalten.

Wir identifizieren Risiken der Finanzberichterstattung auf Ebene der Unternehmensbereiche anhand quantitativer, qualitativer und prozessbezogener Kriterien. Fundament des IKS sind unsere allgemein verbindlichen Richtlinien und ethischen Werte, die ihren Niederschlag auch im RWE-Verhaltenskodex finden. Darauf aufbauend stellen Mindestanforderungen an die wesentlichen Verarbeitungsprozesse eine integre Datenerhebung und -verwaltung sicher. Risiken bei einzelnen Bilanzpositionen infolge subjektiver Ermessensspielräume oder komplexer Transaktionen werden in einer konzernübergreifenden Risiko- und Kontrollmatrix erfasst. Einmal im Jahr erbringen wir den Nachweis, dass die notwendigen Kontrollen tatsächlich stattfanden und korrekt vorgenommen wurden. Dies geschieht durch die interne Revision, externe Wirtschaftsprüfer oder das für die Durchführung der Kontrollen verantwortliche Management.

Der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich in seinen Sitzungen regelmäßig mit der Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen IKS. Einmal im Jahr legt ihm der Finanzvorstand der RWE AG die Risiken der Finanzberichterstattung dar. Dabei erläutert er auch, welche Kontrollmaßnahmen ergriffen wurden und wie die korrekte Durchführung der Kontrollen geprüft wurde.

Unsere Konzernrevision ist zertifiziert nach dem vom Deutschen Institut für Interne Revision e.V. empfohlenen Standard „Qualitätsmanagement in der Internen Revision“. Sie ist funktional an den Gesamtvorstand angebunden. Disziplinarisch untersteht sie dem stellvertretenden Vorstandsvorsitzenden und fachlich dem Finanzvorstand.

1.12 PROGNOSEBERICHT

RWE erntet zunehmend die Früchte früherer Investitionen: Neue Stromerzeugungsanlagen gehen in Betrieb und bringen uns zusätzliche Erträge. Auch höhere Öl- und Gasfördermengen schlagen sich positiv im Ergebnis nieder. Daneben profitieren wir von langfristigen Effizienzverbesserungen. All dies hilft uns, Belastungen aus rückläufigen Kraftwerksmargen und defizitären Gasbezugsverträgen abzufedern. Für 2012 und 2013 erwarten wir ein betriebliches Ergebnis auf dem Niveau von 2011. Das Bemerkenswerte daran: Die Effekte aus dem laufenden Desinvestitionsprogramm sind in dieser Prognose bereits berücksichtigt. Beim nachhaltigen Nettoergebnis rechnen wir ebenfalls mit einer stabilen Entwicklung. Die Chancen stehen somit gut für weiterhin attraktive Dividenden.

Weltkonjunktur verliert an Schwung. Nach ersten Prognosen wird die globale Wirtschaftsleistung 2012 um 2,5 % steigen – vorausgesetzt, dass die Staatsschuldenkrise im Euroraum nicht eskaliert. China bleibt voraussichtlich Konjunkturlokomotive, obwohl im Immobiliensektor des Landes erste Signale für eine Abschwächung zu beobachten sind. Im Euroraum werden die Maßnahmen zur Konsolidierung der Staatshaushalte das Wachstum bremsen. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) könnte dort 2012 insgesamt stagnieren. Etwas günstiger sind Deutschlands Perspektiven: Nach einem Wachstum von 3 % im vergangenen Jahr hält der Sachverständigenrat immerhin noch ein Plus von nahezu 1 % für möglich. Die deutschen Ausrüstungsinvestitionen werden voraussichtlich niedriger sein als 2011. Außerdem dürfte die schwierige konjunkturelle Lage der europäischen Nachbarländer die Ausfuhren beeinträchtigen, während vom privaten Konsum stabilisierende Impulse ausgehen sollten. Für die Niederlande und Belgien wird ein Anstieg des BIP in der Größenordnung von 0,5 % prognostiziert. Gleiches gilt für Großbritannien: Dort dürften die von der Regierung erlassenen Sparprogramme und der weiterhin schwache Immobiliensektor den privaten Verbrauch dämpfen. Erste Schätzungen für unsere zentralosteuropäischen Märkte deuten ebenfalls auf ein Nachlassen der Konjunkturdynamik hin: Während die polnische Wirtschaft wahrscheinlich noch um über 2 % wächst, wird die tschechische wohl nur um 0,5 % zulegen. Für Ungarn wird sogar ein Rückgang der Wirtschaftsleistung erwartet.

Positiver Witterungseinfluss auf Energieverbrauch erwartet. Die prognostizierte Abschwächung des Wirtschaftswachstums wird sich im Energiebedarf niederschlagen. Allerdings überlagern schwer prognostizierbare Witterungseffekte den Konjunktureinfluss, besonders beim Gas. Wie bereits erwähnt, lagen die Temperaturen 2011 weit über dem zehnjährigen Mittel. Eine Normalisierung würde daher zu einem erhöhten Energieverbrauch führen.

Beim Strom erwarten wir für Deutschland einen bestenfalls schwachen Nachfrageanstieg um weniger als 1 %. Impulse werden wohl vor allem vom Dienstleistungssektor ausgehen, während der Verbrauch der energieintensiven Branchen sogar sinken könnte. Für Großbritannien und die Niederlande sieht unsere Prognose ähnlich aus. Etwas heterogener ist das Bild in Zentralosteuropa: In Polen scheint ein Verbrauchszuwachs um 2 % möglich, während Tschechien und insbesondere Ungarn deutlich dahinter zurückbleiben dürften.

Beim Gas rechnen wir mit witterungsbedingter Mehrnachfrage in allen Kernmärkten. Lässt man den Temperatureinfluss unberücksichtigt, ergibt sich für Deutschland dagegen wohl ein Verbrauchsrückgang um schätzungsweise 1 %. Dahinter steht die Annahme, dass der fortgesetzte Ausbau der erneuerbaren Energien und der aktuell niedrige Preis für CO_2-Emissionsrechte zu einer weiteren Verringerung der Einsatzdauer von Gaskraftwerken führt. In den Niederlanden und in Großbritannien könnte der Gasverbrauch sogar um mehr als 1 % sinken, falls Temperatureffekte ausbleiben. Gaskraftwerke haben in diesen Ländern einen vergleichsweise hohen Anteil an der Stromerzeugung. Darüber hinaus macht Großbritannien große Fortschritte auf dem Gebiet der Wärmedämmung in Gebäuden. Von unseren zentralosteuropäischen Märkten wird wohl nur Polen einen deutlichen temperaturbereinigten Anstieg der Gasnachfrage verzeichnen. Basis dafür ist die gute Konjunktur.

Commodity-Preise weiter auf hohem Niveau. Trotz der erwarteten konjunkturellen Abschwächung rechnen wir nicht damit, dass sich die Preise an den Commodity-Märkten deutlich verringern. Auf unsere Ertragslage im laufenden Geschäftsjahr hätte dies ohnehin keinen wesentlichen Einfluss, da wir unsere Stromproduktion für 2012 schon nahezu vollständig verkauft und auch die dafür benötigten Brennstoffe beschafft oder zumindest preislich abgesichert haben.

Der Strompreis, den RWE Power dabei realisiert hat, liegt unter dem Vergleichswert für 2011 in Höhe von 63 € je MWh. Für unsere diesjährige Öl- und Gasförderung haben wir das Preisrisiko ebenfalls durch Terminverkäufe begrenzt.

Die Ertragslage im Jahr 2013 kann durch die künftige Entwicklung der Commodity-Notierungen aber noch stark beeinflusst werden. Unsere aktuelle Ergebnisprognose basiert zum großen Teil auf den Terminpreisen, die Anfang 2012 zu beobachten waren. Im Londoner Handel mit Rohöl der Sorte Brent wurde der Forward 2013 Ende Januar mit 105 US$ je Barrel abgerechnet. Bei Kraftwerkssteinkohle notierte der gleiche Kontrakt am Rotterdamer Markt mit 115 US$ (inkl. Fracht und Versicherung). Erdgas kostete am niederländischen Handelspunkt 27 € je MWh und damit weiterhin deutlich weniger als in ölpreisindexierten Gasbezugsverträgen. CO_2-Emissionsrechte wurden Ende Januar 2012 mit 9 € je EUA gehandelt. Dass sie sich zuletzt deutlich verbilligt haben, schlägt sich im Strompreis nieder: Der Forward 2013 für Grundlast-Lieferungen in Deutschland handelte am 31. Januar mit 52 € je MWh. RWE Power hat ihre Stromproduktion für 2013 bereits zu über 50 % am Markt platziert.

Organisches Wachstum trotz schwieriger Rahmenbedingungen. Klimaschutz, Ressourcenschonung und organisches Wachstum stehen weiterhin ganz oben auf unserer Agenda. Damit halten wir unseren strategischen Kurs – trotz schwieriger wirtschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen. Allerdings werden wir das Tempo drosseln. Zu schwer wiegen die Belastungen in den kommenden Jahren aus dem Betriebsstopp unseres Kernkraftwerks Biblis, der Kernbrennstoffsteuer und gesunkenen Kraftwerksmargen. Für den Dreijahreszeitraum bis 2014 planen wir Sachinvestitionen im Gesamtumfang von 16 Mrd. €. Unsere Investitionen werden damit voraussichtlich höher sein als die Mittel, die uns aus laufender Geschäftstätigkeit abzüglich der Ausschüttungen zur Verfügung stehen. Dies soll sich spätestens ab 2015 ändern, wenn unser laufendes Kraftwerksneubauprogramm abgeschlossen ist. Die niederländischen Gaskraftwerke Claus C und Moerdijk 2 haben im Januar bzw. Februar 2012 bereits den kommerziellen Betrieb aufgenommen. Ende März soll der Braunkohledoppelblock in Neurath bei Köln folgen und in der zweiten Jahreshälfte die Gaskraftwerke in Pembroke (Großbritannien) und Denizli (Türkei). Diese Anlagen sind die modernsten ihrer Art: Sie verbrauchen weniger Brennstoff als vergleichbare Kraftwerke älteren Baudatums und verursachen daher auch weniger Emissionen.

Im Zentrum unserer Wachstumsstrategie steht der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dafür wollen wir im Zeitraum von 2012 bis 2014 rund 4 Mrd. € einsetzen. Knapp die Hälfte der Mittel fließt in neue Offshore-Windparks. Bis 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien an unserer Stromerzeugungskapazität auf mindestens 20 % steigen. Ende 2011 lag er bei 8 %.

Das Upstream-Geschäft der RWE Dea gehört nach wie vor zu unseren Wachstumsfeldern, obwohl wir uns hier von Anteilen an Projekten trennen wollen. RWE Dea plant für 2012 und die beiden folgenden Jahre Investitionen von insgesamt 2,7 Mrd. €. Regionale Schwerpunkte sind die britische Nordsee, die Küste vor Norwegen sowie Deutschland und Nordafrika. RWE Dea will im Jahr 2014 eine Gas- und Ölproduktion von mehr als 40 Mio. Barrel Öläquivalente und ein betriebliches Ergebnis in der Größenordnung von 800 Mio. € erreichen. Auch im Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa sehen wir Chancen für Wachstum, vor allem auf dem Gebiet der Stromerzeugung.

Desinvestitionen zur Wahrung des finanziellen Spielraums. Um die dargestellten Wachstumspläne realisieren zu können, werden wir uns von Aktivitäten trennen. Wir prüfen Optionen für einen Verkauf des tschechischen Gasfernleitungsnetzbetreibers NET4GAS, unserer Beteiligung an Berlinwasser, einiger deutscher Vertriebs- und Netzaktivitäten sowie ausgewählter Kraftwerkskapazitäten und Anteile an Upstream-Projekten. Geplant sind Desinvestitionen im Gesamtwert von bis zu 7 Mrd. €. Das ist weniger, als wir zuvor geplant hatten. Umfang und Auswahl der zu veräußernden Aktivitäten hängen maßgeblich davon ab, welchen Beitrag ihr Verkauf zur Verbesserung unseres Verschuldungsfaktors leistet. Letzterer ist definiert als das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA. Die Desinvestitionen sollen bis Ende 2013 umgesetzt werden.

Effizienzsteigerungen im Plan – neues Programm ab 2013. Unser laufendes Programm zur Kostensenkung und Erlössteigerung wollen wir Ende 2012 abschließen. Ziel ist ein nachhaltiger Ergebnisbeitrag gegenüber 2006 von 1,5 Mrd. €. Für 2013 und 2014 planen wir ein neues Programm. Es soll einen dauerhaften Ergebniseffekt von 1 Mrd. € erbringen. Drei Viertel davon wollen wir schon im kommenden Jahr realisieren. Das neue Programm erstreckt sich auf alle Konzerngesellschaften. Die Maßnahmen haben wir bereits teilweise konkretisiert. Sie zielen auf Verbesserungen der operativen Prozesse ab, aber u.a. auch auf Einsparungen bei Verwaltung und IT.

Prognose 2012: Umsatz in der Größenordnung des Vorjahres. Für das laufende Geschäftsjahr rechnen wir mit einem Außenumsatz in der Größenordnung von 2011. Da wir seit September 2011 nur eine Minderheitsbeteiligung am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion halten, weisen wir für das Unternehmen 2012 keine Erlöse mehr aus. Dem stehen voraussichtlich steigende Umsätze im deutschen und britischen Vertriebsgeschäft gegenüber. Hinzu kommt, dass Erlöse, die unsere deutschen Verteilnetzbetreiber mit Amprion erzielen, nicht mehr als Innen-, sondern als Außenumsatz erfasst werden.

Stabile Ergebnisentwicklung erwartet. Trotz Desinvestitionen gehen wir für 2012 von einer stabilen Ertragslage aus. Positive Impulse erwarten wir von einer steigenden Öl- und Gasproduktion der RWE Dea. Außerdem profitieren wir von der Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten, allen voran des Braunkohledoppelblocks in Neurath bei Köln. Dem stehen steigende Belastungen aus der deutschen Kernbrennstoffsteuer gegenüber. Im Gas-Midstream-Geschäft müssen wir für Gasbezüge auf Basis ölpreisindexierter Verträge auch 2012 zum Teil deutlich höhere Preise bezahlen, als wir beim Weiterverkauf dieser Mengen erzielen können. Dies wird wohl zusätzliche negative Ergebniseffekte mit sich bringen. Die laufenden Preisrevisionen mit unseren Gaslieferanten dürften überwiegend erst 2013 zu Entlastungen führen.

Entwicklung der Prognosen für das Gesamtjahr 2012 in Mio. €	Ist 2011	Prognose 2012 vs. 2011
Außenumsatz	51.686	auf Vorjahreshöhe
EBITDA	8.460	auf Vorjahreshöhe
Betriebliches Ergebnis	5.814	auf Vorjahreshöhe
Deutschland	4.205	über Vorjahr
Stromerzeugung	2.700	über Vorjahr
Vertrieb/Verteilnetze	1.505	auf Vorjahreshöhe
Niederlande/Belgien	245	deutlich unter Vorjahr
Großbritannien	357	deutlich über Vorjahr
Zentralost-/Südosteuropa	1.109	unter Vorjahr
Erneuerbare Energien	181	über Vorjahr
Upstream Gas & Öl	558	deutlich über Vorjahr
Trading/Gas Midstream	–800	deutlich unter Vorjahr[1]
Nachhaltiges Nettoergebnis	2.479	auf Vorjahreshöhe

1 Die Ertragslage des Bereichs hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Gas- und Ölpreise entwickeln. Die Ergebnisprognose basiert auf Marktdaten von Mitte Februar 2012.

Das EBITDA und das betriebliche Ergebnis des RWE-Konzerns werden 2012 voraussichtlich etwa so hoch sein wie im Vorjahr. Auch beim nachhaltigen Nettoergebnis gehen wir davon aus, das Niveau von 2011 halten zu können. In der Prognose berücksichtigt sind die Auswirkungen des laufenden Desinvestitionsprogramms.

- Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs wird aus heutiger Sicht über dem Vorjahresniveau liegen.

  Stromerzeugung: Für dieses Geschäftsfeld erwarten wir eine Ertragsverbesserung. RWE Power kann mit dem neuen Braunkohledoppelblock in Neurath einen zusätzlichen Ergebnisbeitrag erwirtschaften. Außerdem rechnen wir mit positiven Effekten bei den Kernenergierückstellungen, u.a. weil vorjährige Einmalbelastungen aus der Energiewende wegfallen. Der Revisions- und Betriebsaufwand wird voraussichtlich niedriger sein als 2011, ebenso die Kosten für die Beschaffung von Emissionsrechten. Allerdings treten auch gegenläufige Effekte auf: Der Preis für unsere diesjährige deutsche Stromproduktion, die wir bereits fast komplett am Markt platziert haben, liegt unter dem Niveau des Vorjahres (63 € je MWh). Außerdem haben wir preisbedingte Mehrkosten beim Brennstoffeinkauf und rechnen mit einer höheren Belastung aus der Kernbrennstoffsteuer.

  Vertrieb/Verteilnetze: Hier schließen wir voraussichtlich auf Vorjahresniveau ab. Einerseits erwarten wir, in starkem Maße von effizienzsteigernden Maßnahmen profitieren zu können. Andererseits entfallen positive Einmaleffekte, die sich 2011 aus der erstmaligen Vollkonsolidierung von NEW ergaben. Außerdem dürfte das Beteiligungsergebnis sinken.

- Niederlande/Belgien: Das betriebliche Ergebnis von Essent wird sich aus heutiger Sicht deutlich verringern, vor allem wegen rückläufiger Margen der niederländischen Steinkohle- und Gaskraftwerke. Auch die Erträge aus dem bei Essent verbliebenen Gas-Midstream-Geschäft werden voraussichtlich niedriger sein als 2011. Mit umfangreichen Maßnahmen zur Kostensenkung wollen wir diese Einflüsse abfedern.

- Großbritannien: RWE npower kann aus heutiger Sicht deutlich über Vorjahr abschließen. Basis dafür sind zusätzliche Maßnahmen zur Effizienzverbesserung. Davon profitieren wir vor allem im Vertriebsgeschäft. Hier dürften sich die Margen weiter erholen. RWE npower hat zum 1. Oktober 2011 die Haushaltstarife für Strom- und Gaskunden um durchschnittlich 7,2 bzw. 15,7 % angehoben. Dem folgte zum 1. Februar 2012 eine Senkung der Gaspreise um durchschnittlich 5 %, mit der wir preisbedingte Entlastungen beim Gasbezug am Großhandelsmarkt an unsere Kunden weitergeben. Im Erzeugungsgeschäft wird sich die Ertragslage wohl marktbedingt weiter verschlechtern. Allerdings profitieren wir in erheblichem Maße von der Wiederaufnahme der Stromproduktion am Standort Tilbury, nachdem das dortige Steinkohlekraftwerk für die Verbrennung von Biomasse umgerüstet worden ist. Positiv wirkt auch, dass unser Gaskraftwerk in Pembroke in der zweiten Jahreshälfte den kommerziellen Betrieb aufnimmt.

- Zentralost-/Südosteuropa: Der Unternehmensbereich wird voraussichtlich nicht an das gute Vorjahresergebnis anknüpfen können. Für unser Gasgeschäft in Tschechien erwarten wir rückläufige Vertriebs- und Verteilnetzmargen. Das Ergebnis aus dem dortigen Gastransport dürfte aber stabil bleiben. Gleiches gilt für unser ungarisches und polnisches Stromgeschäft.

- Erneuerbare Energien: Die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten wird zu Mehrerlösen und damit auch zu einer Verbesserung beim betrieblichen Ergebnis von RWE Innogy führen. Insbesondere profitieren wir davon, dass unsere Holzpelletfabrik im US-Bundesstaat Georgia, die im Mai 2011 den Betrieb aufgenommen hat, erstmals ganzjährig zur Verfügung steht. Daneben erwarten wir, dass der Offshore-Windpark Greater Gabbard im Jahresverlauf fertiggestellt wird. Allerdings entfallen auch Sondererträge aus Schadensersatzleistungen, die wir 2011 für Verspätungen beim Bau dieses Windparks in Anspruch nahmen. Sollten im laufenden Jahr normale Wetterverhältnisse herrschen, wären das Windaufkommen und die Niederschlagsmengen höher als 2011 – und dementsprechend die Auslastung unserer Windkraftanlagen und Laufwasserkraftwerke. Dies hätte positiven Einfluss auf die Ertragslage. Gegenläufig wirkt, dass die aktuellen Investitionsprojekte mit hohen Vorlaufkosten verbunden sind. Zudem erwarten wir geringere Erlöse aus dem Verkauf von Projekten, die wir entwickelt haben.

- Upstream Gas & Öl: Das betriebliche Ergebnis der RWE Dea dürfte sich deutlich verbessern, denn wir werden in mehreren Gasfeldern, die wir entwickelt haben, die Produktion aufnehmen. Außerdem gehen wir davon aus, höhere Gaspreise erzielen zu können. Weitere Entlastungen sehen wir beim Explorationsaufwand. Allerdings werden mit unseren zunehmenden Förderaktivitäten auch steigende Kosten der Produktion einhergehen.

- Trading/Gas Midstream: Wir erwarten, dass der Bereich erneut mit einem betrieblichen Verlust abschließt. Dieser wird aus heutiger Sicht sogar deutlich höher ausfallen als 2011. Dafür geben Belastungen im Gas-Midstream-Geschäft den Ausschlag. Auch für 2012 liegen die an den Ölmarkt gekoppelten Beschaffungspreise für Gas insgesamt weit über den Entgelten, die beim Weiterverkauf am Markt realisiert werden können. Unsere Ergebnisprognose basiert auf den Mitte Februar 2012 beobachteten Marktnotierungen. Derzeit führen wir Revisionsverhandlungen mit unseren Gaslieferanten, deren Ausgang maßgeblichen Einfluss auf die mittelfristige Ertragslage haben wird. Allerdings dürften die Entscheidungen großenteils erst nach 2012 fallen. Im Handelsgeschäft der RWE Supply & Trading gehen wir davon aus, eine gegenüber dem schwachen Vorjahr deutlich verbesserte Performance zu erzielen.

Dividende für das Geschäftsjahr 2012. Der Dividendenvorschlag für das laufende Geschäftsjahr wird sich an unserer üblichen Ausschüttungsquote von 50 bis 60 % orientieren. Bemessungsgrundlage ist das nachhaltige Nettoergebnis. Wie bereits dargestellt, erwarten wir hier einen Wert in der Größenordnung des Vorjahres.

Sachinvestitionen von 6 Mrd. € geplant. Unsere Investitionen in Sachanlagen werden sich 2012 auf ca. 6 Mrd. € belaufen. Damit würde das Rekordniveau der beiden Vorjahre (6,4 Mrd. €) leicht unterschritten. Dies folgt aus der zunehmenden Fertigstellung von Anlagen aus unserem Kraftwerksneubauprogramm. Für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden wir aber voraussichtlich mehr ausgeben als 2011. Auch unsere Investitionen im Upstream-Geschäft mit Gas und Öl wollen wir steigern.

Verschuldungsfaktor: Leichte Verbesserung erwartet. Unsere Nettoschulden, die Ende 2011 bei 29,9 Mrd. € lagen, werden sich etwas verringern. Dazu sollen Verkaufserlöse aus unserem Desinvestitionsprogramm beitragen. Bei einem stabilen EBITDA würde damit auch der Verschuldungsfaktor leicht zurückgehen. Die Obergrenze von 3,0, an der wir uns orientieren, wird er jedoch voraussichtlich weiterhin überschreiten. Wir wollen ihn zügig wieder an diese Marke heranführen, um unser solides A-Rating zu sichern.

Mitarbeiterzahl etwas unter Vorjahr. Für das laufende Geschäftsjahr rechnen wir mit einem leichten Rückgang unseres Personalbestands. Stark verringern wird sich die Mitarbeiterzahl in Großbritannien. RWE npower will durch Prozessverbesserungen im Vertrieb Stellen einsparen. Auch im Unternehmensbereich Deutschland erwarten wir einen Wegfall von Stellen: Im Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze führen geplante Desinvestitionen zum Ausscheiden von Mitarbeitern; im Geschäftsfeld Stromerzeugung schlagen effizienzsteigernde Maßnahmen und die Stilllegung des Kernkraftwerks Biblis zu Buche. RWE Innogy wird dagegen ihre Personaldecke weiter aufstocken.

Ergebnisprognose für 2013. Die Ertragsperspektive für 2013 ist günstig, obwohl in der Stromerzeugung massive Zusatzbelastungen auf uns zukommen. Diese resultieren daraus, dass unseren Kraftwerken ab 2013 keine CO_2-Emissionsrechte mehr kostenfrei zugeteilt werden. Dem stehen aber positive Effekte aus dem neuen Effizienzsteigerungsprogramm gegenüber, die sich voraussichtlich auf 750 Mio. € summieren. Daneben rechnen wir damit, dass die laufenden Revisionsverhandlungen mit den Gaslieferanten der RWE Supply & Trading großenteils abgeschlossen werden können und zu erheblichen Entlastungen führen. Bis Ende 2013 wollen wir unser Desinvestitionsprogramm abgeschlossen haben. Dadurch werden Ergebnisbeiträge der verkauften Aktivitäten entfallen. Trotzdem erwarten wir, beim betrieblichen Ergebnis und beim nachhaltigen Nettoergebnis Werte in der Größenordnung von 2011 zu erreichen. Das EBITDA dürfte sich sogar verbessern: Wir veranschlagen es für 2013 auf ca. 9 Mrd. €.

Weiterhin attraktive Dividenden. An unserer Ausschüttungsquote von 50 bis 60 % halten wir mittelfristig fest. Das heißt, wir wollen weiterhin mindestens die Hälfte unseres nachhaltigen Nettoergebnisses an unsere Anteilseigner auszahlen. Damit bleibt die RWE-Aktie ein attraktiver Dividendentitel.

2.0 UNSERE VERANTWORTUNG

2,9 Mrd. €	Umweltschutzausgaben
146 Mio. €	Aufwand für Forschung und Entwicklung
0,787 t	CO_2-Ausstoß je Megawattstunde
8 %	Anteil der erneuerbaren Energien an der Erzeugungskapazität
41,3 %	Energetischer Nutzungsgrad fossil befeuerter Kraftwerke

2.1 BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Sehr geehrte Aktionäre,

im Geschäftsjahr 2011 hat der Aufsichtsrat sämtliche ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben wahrgenommen. Wir haben den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens regelmäßig beraten und seine Maßnahmen überwacht. Dabei waren wir in alle grundlegenden Entscheidungen eingebunden. Der Vorstand berichtete uns schriftlich und mündlich über die wesentlichen Aspekte der Geschäftsentwicklung und bedeutende Geschäftsvorfälle. Dies geschah regelmäßig, umfassend und zeitnah. Ebenso gründlich wurden wir über die aktuelle Ertragssituation, über die Risiken und deren Management informiert.

Im Berichtsjahr kam der Aufsichtsrat zu sechs Sitzungen zusammen, davon eine konstituierende Sitzung nach der Hauptversammlung am 20. April 2011 und eine außerordentliche Sitzung. Die Präsenz lag im Durchschnitt bei 93 %. Kein Mitglied des Aufsichtsrats hat an weniger als der Hälfte der Sitzungen teilgenommen. Unsere Entscheidungen trafen wir auf Grundlage von ausführlichen Berichten und Beschlussvorschlägen des Vorstands. Informationen über Projekte und Vorgänge von besonderer Bedeutung oder Dringlichkeit erhielten wir auch außerhalb von Sitzungen. Der Aufsichtsrat hat die nach Gesetz oder Satzung erforderlichen Beschlüsse gefasst. Sofern nötig, tat er dies auch in Ausschusssitzungen. Als Vorsitzender des Aufsichtsrats stand ich in ständigem Kontakt mit dem Vorstandsvorsitzenden. Ereignisse von außerordentlicher Bedeutung für die Lage und Entwicklung des RWE-Konzerns konnten somit unverzüglich erörtert werden.

Beratungsschwerpunkte. Ein zentrales Thema unserer Beratungen im Geschäftsjahr 2011 war die Energiewende der Bundesregierung nach dem Reaktorunglück in Fukushima und ihre Auswirkungen auf die Ertragslage des RWE-Konzerns. Der Vorstand berichtete uns ausführlich über die Ereignisse von Fukushima. Auch zur juristischen Bewertung der Beschlüsse der Bundesregierung zur Kernenergie und zum Stand der in diesem Zusammenhang angestrengten juristischen Verfahren wurden wir umfassend informiert. Ebenso informierte der Vorstand uns über die politische Lage in Libyen und Ägypten, wo RWE Dea tätig ist. Im Zentrum unserer Beratungen standen auch der Verkauf einer Beteiligung von 74,9 % an Amprion und der Minderheitsbeteiligung am Steinkohlekraftwerk Rostock sowie weitere Desinvestitionsprojekte. Daneben befassten wir uns mit dem Erwerb der niederländischen Energy Resources Holding und dem Fortgang der Kraftwerksneubauprojekte.

In einer außerordentlichen Sitzung widmeten wir uns dem Konzept des Vorstands zur strategischen Ausrichtung des RWE-Konzerns und zur Stärkung der Finanzkraft. Einem eigens dafür gebildeten Ausschuss übertrugen wir die beim Gesamt-Aufsichtsrat liegenden Kompetenzen für die vom Vorstand vorgeschlagene Ausgabe junger RWE-Aktien unter Nutzung des genehmigten Kapitals und im Eigenbestand gehaltener Aktien. Zentrales Thema einer ordentlichen Sitzung waren auch die Perspektiven der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, deren Ausbau Kernelement der RWE-Strategie ist.

Der Vorstand hat uns regelmäßig über die Umsatz- und Ertragslage, über Maßnahmen zur Kostensenkung und über die Preisentwicklung an den Energiemärkten informiert. In der Sitzung am 12. Dezember 2011 haben wir nach intensiven Beratungen die Planung des Vorstands für das Jahr 2012 und die Vorschau auf die Jahre 2013 und 2014 verabschiedet. Soweit Abweichungen von früher aufgestellten Planungen und Zielen auftraten, wurden uns diese ausführlich erläutert.

Ebenfalls in der Sitzung am 12. Dezember 2011 haben wir Anforderungsprofile für den Vorstand und für den Aufsichtsrat verabschiedet. Die Profile sollen sicherstellen, dass die Auswahl neuer Mitglieder von Aufsichtsrat und Vorstand geordnet abläuft und sich an objektiven Kriterien ausrichtet.

Dr. Manfred Schneider, Vorsitzender des Aufsichtsrats der RWE AG

Interessenkonflikte. Zur guten Corporate-Governance-Praxis gehört, dass Aufsichtsratsmitglieder offenlegen, wenn bei ihnen potenzielle Interessenkonflikte auftreten. Im Berichtsjahr lagen keine solchen Mitteilungen vor.

Ausschüsse. Der Aufsichtsrat hat fünf regelmäßige Ausschüsse, deren Mitglieder auf Seite 193 aufgeführt sind. Die Ausschüsse haben die Aufgabe, die bei Aufsichtsratssitzungen anstehenden Themen und Beschlüsse vorzubereiten. Zum Teil nehmen sie auch Entscheidungsbefugnisse wahr, die ihnen vom Aufsichtsrat übertragen wurden. Die Vorsitzenden der Ausschüsse haben den Aufsichtsrat regelmäßig über ihre Arbeit informiert.

Das **Präsidium** trat im Geschäftsjahr 2011 zu einer außerordentlichen und einer ordentlichen Sitzung zusammen. Unter anderem leistete es Vorarbeiten für die Beratungen des Aufsichtsrats zur Planung für das Geschäftsjahr 2012 und zur Vorschau auf die Jahre 2013 und 2014.

Der **Prüfungsausschuss** tagte fünfmal. Er beschäftigte sich intensiv mit den Quartalsfinanzberichten, dem Halbjahresabschluss und den Jahresabschlüssen. Daneben bereitete er die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer vor, einschließlich der Festlegung von Prüfungsschwerpunkten und der Honorarvereinbarung. Sein besonderes Augenmerk galt dem Risikomanagementsystem des Konzerns und dem rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem. Darüber hinaus befasste er sich mit Compliance-Fragen sowie den Prüfungsergebnissen der internen Revision und deren Prüfungsplanung. Im Geschäftsjahr 2011 stand eine Vielzahl weiterer Themen auf der Ausschuss-Agenda, u.a. die Weiterentwicklung des internen Kontrollsystems der RWE Supply & Trading, das Planungs- und Controllingsystem im RWE-Konzern, der Status der

Informationssicherheit, die Nachhaltigkeitsberichterstattung, die laufenden Gaspreisrevisionen, das Kraftwerksneubauprogramm sowie die wirtschaftliche Situation im deutschen Netzgeschäft und bei RWE Innogy. In den Sitzungen am 7. November 2011 und 27. Februar 2012 berichtete der Vorstand über die Stichprobenprüfung der Jahresabschlüsse der RWE Aktiengesellschaft und des Konzerns zum 31. Dezember 2010 durch die Deutsche Prüfstelle für Rechnungslegung (DPR). Die Stichprobenprüfung wurde von der DPR ohne Fehlerfeststellung abgeschlossen. Darüber hinaus hat der Ausschuss die Jahres- und Zwischenabschlüsse vor ihrer Veröffentlichung mit dem Vorstand und dem Abschlussprüfer erörtert. Der Abschlussprüfer nahm in allen Ausschusssitzungen an den Beratungen teil und berichtete über die Ergebnisse seiner Prüfung bzw. prüferischen Durchsicht.

Der **Personalausschuss** trat dreimal zusammen. Er befasste sich im Wesentlichen mit der Höhe der Vorstandsbezüge und dem Vergütungssystem. Außerdem bereitete er die Personalentscheidungen des Aufsichtsrats vor.

Der **Nominierungsausschuss** hielt eine Sitzung ab, in der er die Wahlvorschläge für die Hauptversammlung am 20. April 2011 vorbereitete.

Der **Vermittlungsausschuss** gemäß § 27 Abs. 3 MitbestG musste auch im Geschäftsjahr 2011 nicht einberufen werden.

Im August 2011 setzten wir einen **Ausschuss zur Verbesserung der Finanzstruktur** ein, der dreimal zusammentrat. Die Ausschussmitglieder befassten sich im Detail mit der im Berichtsjahr vorgenommenen Kapitalerhöhung. Im Dezember 2011 stimmten sie der Nutzung des genehmigten Kapitals gegen Bareinlage und dem Platzierungspreis für die jungen Aktien zu und verabschiedeten die sich daraus ergebenden Anpassungen der Satzung des Unternehmens. Mit Abschluss der Kapitalerhöhung Ende 2011 stellte der Ausschuss die Tätigkeit ein.

Jahresabschluss 2011. Die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2011 der RWE Aktiengesellschaft, den gemäß § 315a HGB nach International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellten Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht für die RWE Aktiengesellschaft und den Konzern unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. PricewaterhouseCoopers hat zudem festgestellt, dass der Vorstand ein geeignetes Risikofrüherkennungssystem eingerichtet hat. Die Gesellschaft war von der Hauptversammlung am 20. April 2011 zum Abschlussprüfer gewählt und vom Aufsichtsrat mit der Prüfung des Jahres- und Konzernabschlusses beauftragt worden.

Die Jahresabschlussunterlagen, der Geschäftsbericht und die Prüfungsberichte wurden den Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig zugeleitet. Darüber hinaus erläuterte der Vorstand die Unterlagen in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats vom 28. Februar 2012. Die Abschlussprüfer berichteten in dieser Sitzung über die wesentlichen Ergebnisse der Prüfung und standen für ergänzende Auskünfte zur Verfügung. Der Prüfungsausschuss hatte sich bereits in seiner Sitzung vom 27. Februar 2012 im Beisein des Abschlussprüfers mit den Jahresabschlüssen der RWE Aktiengesellschaft und des Konzerns sowie den Prüfungsberichten eingehend auseinandergesetzt; dem Aufsichtsrat hatte er empfohlen, die Abschlüsse zu billigen und dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zuzustimmen.

In der Sitzung vom 28. Februar 2012 hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss der RWE Aktiengesellschaft, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht für die RWE Aktiengesellschaft und den Konzern sowie den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns seinerseits geprüft und keine Einwendungen erhoben. Wie vom Prüfungsausschuss empfohlen, stimmte er dem Ergebnis der Prüfung beider Abschlüsse zu und billigte den Jahresabschluss der RWE Aktiengesellschaft und den Konzernabschluss. Der Jahresabschluss 2011 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag an, der eine Dividende von 2,00 € je Aktie vorsieht.

Personelle Veränderungen in Aufsichtsrat und Vorstand. Mit Ablauf der Hauptversammlung am 20. April 2011 endete die Amtszeit der Mitglieder des Aufsichtsrats. Erneut in das Gremium gewählt wurden auf Seiten der Aktionärsvertreter Frau Dagmar Mühlenfeld sowie die Herren Dr. Paul Achleitner, Carl-Ludwig von Boehm-Bezing, Frithjof Kühn, Dr. Manfred Schneider, Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz, Dr. Wolfgang Schüssel und Dr. Dieter Zetsche. Dr. Gerhard Langemeyer und Dr. Wolfgang Reiniger schieden aus dem Aufsichtsrat aus. Ihre Nachfolger sind die Herren Ullrich Sierau und Roger Graef. Auf Seiten der Arbeitnehmervertreter wiedergewählt wurden Frau Dagmar Schmeer sowie die Herren Frank Bsirske, Werner Bischoff, Heinz Büchel, Dieter Faust, Hans Peter Lafos, Uwe Tigges und Manfred Weber. Aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden sind Andreas Henrich und Günter Reppien. An ihrer Stelle traten Frau Christine Merkamp und Herr Manfred Holz in das Gremium ein. In der konstituierenden Sitzung des Aufsichtsrats vom 20. April 2011 wurde ich als Vorsitzender des Aufsichtsrats und Frank Bsirske als mein Stellvertreter bestätigt. Darüber hinaus sind die Ausschüsse neu besetzt worden. Carl-Ludwig von Boehm-Bezing wurde gemäß Aktiengesetz als unabhängiger Finanzexperte des Aufsichtsrats und des Prüfungsausschusses benannt.

Der Aufsichtsrat dankt den ausgeschiedenen Aufsichtsratsmitgliedern für die engagierte und konstruktive Mitarbeit und für ihren Einsatz zum Wohl des Unternehmens.

In seiner Sitzung am 8. August 2011 hat der Aufsichtsrat Herrn Peter Terium mit Wirkung zum 1. September 2011 als stellvertretenden Vorsitzenden in den Vorstand der RWE Aktiengesellschaft bestellt. Mit Wirkung zum 1. Juli 2012 ernannte der Aufsichtsrat Herrn Terium zum Nachfolger von Dr. Jürgen Großmann als Vorstandsvorsitzender und Dr. Rolf Martin Schmitz zu seinem Stellvertreter. Die Bestellung von Herrn Dr. Großmann wurde mit Wirkung zum 30. Juni 2012 beendet.

Dem Vorstand und allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern danke ich für ihre Leistung im zurückliegenden Jahr. Mit ihrem Einsatz und ihrer Kompetenz haben sie maßgeblich dazu beigetragen, dass RWE die vielfältigen Herausforderungen des Jahres 2011 trotz erschwerter Rahmenbedingungen meistern konnte.

Für den Aufsichtsrat

Dr. Manfred Schneider
Vorsitzender

Essen, 28. Februar 2012

2.2 CORPORATE GOVERNANCE

Eine verantwortungsvolle, transparente und auf langfristige Wertschöpfung ausgerichtete Unternehmensführung hat für RWE von jeher hohen Stellenwert. Leitlinie ist für uns der 2002 eingeführte Deutsche Corporate Governance Kodex in seiner jeweils aktuellen Fassung. Mitte 2010 wurden Empfehlungen zur Diversity in den Kodex aufgenommen, deren Umsetzung bei RWE erhebliche Vorarbeiten erforderte und denen wir deshalb nicht sofort nachkommen konnten. Diese Lücke haben wir im zurückliegenden Geschäftsjahr geschlossen. Seit Dezember 2011 entsprechen wir den Empfehlungen des Kodex wieder in allen Punkten.

Der Deutsche Corporate Governance Kodex. Der Begriff „Corporate Governance" steht für eine verantwortungsbewusste, transparente und auf langfristigen wirtschaftlichen Erfolg ausgerichtete Führung und Kontrolle von Unternehmen. Auch RWE lässt sich an diesem Anspruch messen. Maßstab für uns sind die Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Kodex verfolgt das Ziel, das Vertrauen von Anlegern, Kunden, Mitarbeitern und der Öffentlichkeit in deutsche börsennotierte Unternehmen zu stärken. Die Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex legte im Februar 2002 die erste Fassung des Kodex vor; seitdem überprüft sie ihn Jahr für Jahr vor dem Hintergrund nationaler und internationaler Entwicklungen und nimmt bei Bedarf Anpassungen vor. Im vergangenen Jahr hat es erstmals keine Änderungen gegeben. Der Deutsche Corporate Governance Kodex gilt damit weiterhin in der am 2. Juli 2010 im elektronischen Bundesanzeiger bekannt gemachten Fassung.

Diversity in Aufsichtsrat und Vorstand. Im zurückliegenden Geschäftsjahr haben wir Maßnahmen ergriffen, um Empfehlungen zur Vielfalt (Diversity) in Aufsichtsrat und Vorstand nachzukommen, die wir bei unserer letzten Entsprechenserklärung im Februar 2011 noch nicht erfüllen konnten. Diese Empfehlungen waren 2010 in den Kodex aufgenommen worden. Demnach soll der Aufsichtsrat künftig konkrete Ziele für seine Zusammensetzung benennen (Ziffer 5.4.1). Diese sollen – unter Beachtung der unternehmensspezifischen Situation – die internationale Tätigkeit des Unternehmens, potenzielle Interessenkonflikte der Aufsichtsratsmitglieder, eine festzulegende Altersgrenze und das Kriterium der Diversity berücksichtigen. Insbesondere soll eine angemessene Beteiligung von Frauen vorgesehen werden. Der Kodex empfiehlt weiter, dass die Unternehmen künftig im Corporate-Governance-Bericht über die Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und den Stand der Umsetzung dieser Ziele berichten (vgl. Ziffer 5.4.1 Abs. 3). Auch bei der Besetzung des Vorstands soll der Aufsichtsrat dafür Sorge tragen, dass Diversity-Aspekte beachtet und insbesondere eine angemessene Einbeziehung von Frauen angestrebt wird (Ziffer 5.1.2). Die gleiche Empfehlung richtet sich an die Vorstände bei der Besetzung von Führungspositionen (Ziffer 4.1.5).

Um den Empfehlungen zu entsprechen, hat der Aufsichtsrat der RWE AG in seiner Sitzung vom 12. Dezember 2011 Anforderungsprofile für den Vorstand und für den Aufsichtsrat verabschiedet. Die Profile sollen sicherstellen, dass neue Mitglieder dieser Gremien in einem geordneten Verfahren ausgewählt werden und diese Auswahl objektiven Kriterien folgt. Für die Besetzung des Aufsichtsrats wurden folgende Ziele festgelegt:

- Wie im Aktiengesetz und im Deutschen Corporate Governance Kodex vorgesehen, soll eine qualifizierte Kontrolle und Beratung des Vorstandes durch den Aufsichtsrat sichergestellt sein. Angestrebt wird, dass für jeden Aspekt der Aufsichtsratstätigkeit mindestens ein Aufsichtsratsmitglied als kompetenter Ansprechpartner zur Verfügung steht, so dass die erforderlichen Kenntnisse und Erfahrungen durch die Gesamtheit der Aufsichtsratsmitglieder umfassend abgebildet werden.

- Nur solche Personen sollen zur Wahl stehen, die durch ihre Integrität, Leistungsbereitschaft, Unabhängigkeit und Persönlichkeit in der Lage sind, die Aufgaben eines Aufsichtsratsmitglieds in einem international tätigen Großunternehmen zu erfüllen und das Ansehen des Unternehmens in der Öffentlichkeit zu wahren. Bei den Wahlvorschlägen ist unter Beachtung der unternehmensspezifischen Situation auch auf Diversity zu achten und im Besonderen eine angemessene Beteiligung von Frauen anzustreben. Deren Anteil im Aufsichtsrat liegt derzeit bei 15 %. Mittelfristig soll er auf 20 % steigen. Damit entspräche er dem Frauen-

anteil in der Belegschaft von RWE in Deutschland. Wir wollen dieses Ziel bereits durch Nachbesetzungen erreichen, die sich aus der natürlichen Fluktuation ergeben, spätestens aber bei den nächsten Wahlen zum Aufsichtsrat im Jahr 2016. Außerdem wollen wir uns die internationale Erfahrung von Persönlichkeiten sichern, die nicht aus Deutschland stammen oder viele Jahre in anderen Ländern tätig waren.

- Von den Aufsichtsratsmitgliedern wird erwartet, dass sie die Geschäftsfelder des RWE-Konzerns, das Marktumfeld, die Kundenbedürfnisse und die strategische Ausrichtung des Unternehmens kennen und verstehen. Sie sollen über alle für die Tätigkeit als Aufsichtsratsmitglied erforderlichen Fähigkeiten (z.B. zur Beurteilung von Vorstandsberichten, Geschäftsentscheidungen und Jahresabschlussunterlagen) verfügen oder sich diese gegebenenfalls aneignen.

- Das Anforderungsprofil schließt auch spezielle Qualifikationen ein, die für die Geschäftstätigkeit von Bedeutung sind. Das können z.B. Erfahrungen aus einer internationalen Tätigkeit oder aus Führungsfunktionen in Politik und Wirtschaft sein, Sachverstand auf den Gebieten der Energiewirtschaft, der Arbeitnehmer-Mitbestimmung, der Rechnungslegung oder der Abschlussprüfung sowie Kenntnisse über den öffentlichen Sektor.

- Dem Aufsichtsrat soll eine ausreichende Zahl unabhängiger Mitglieder angehören. Unabhängigkeit bedeutet, dass keine geschäftlichen oder persönlichen Beziehungen zur RWE AG oder zu Konzernunternehmen unterhalten werden, aus denen ein dauernder Interessenkonflikt entstehen könnte. Personen, die eine Organfunktion innehaben oder wesentliche Wettbewerber von RWE beraten, sollen dem Aufsichtsrat nicht angehören.

- Den Mitgliedern des Aufsichtsrats muss genug Zeit zur Verfügung stehen, um das Mandat mit der gebotenen Intensität und Sorgfalt ausüben zu können.

- Bei Neubesetzungen ist die Kandidatensuche danach auszurichten, welche der wünschenswerten Fachkenntnisse im Aufsichtsrat fehlen oder verstärkt werden sollen.

Die beschriebenen Anforderungsprofile sind teilweise bereits bei der Neubesetzung des Aufsichtsrats auf der Hauptversammlung am 20. April 2011 und damit noch vor ihrer Verabschiedung berücksichtigt worden. Sie ergänzen die bereits in der Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat enthaltenen Kriterien, insbesondere zur Altersgrenze.

Seitdem der Aufsichtsrat im Dezember 2011 die Anforderungsprofile für Vorstand und Aufsichtsrat verabschiedet hat, entsprechen wir wieder sämtlichen Empfehlungen des Kodex in seiner aktuellen Fassung und greifen – mit wenigen Ausnahmen – auch seine Anregungen auf.

Unsere börsennotierte Konzerngesellschaft Lechwerke AG setzt den Kodex ebenfalls um; allerdings sind hier Besonderheiten der Konzerneinbindung zu berücksichtigen. Über Abweichungen von den Kodexempfehlungen informiert die Lechwerke AG in ihrer Entsprechenserklärung.

Directors' Dealings und mögliche Interessenkonflikte. Ein Kernelement guter Corporate Governance ist Transparenz. Sie ist gerade dann unverzichtbar, wenn Transaktionen des Vorstands zu Interessenkonflikten führen können. Aus der Corporate-Governance-Praxis von RWE möchten wir folgende Punkte hervorheben:

- Soweit Mitglieder des Vorstands oder ihnen nahestehende Personen wesentliche Geschäfte mit RWE oder einem Konzernunternehmen getätigt haben, entsprachen diese marktüblichen Standards. Darüber hinausgehende Interessenkonflikte wurden von Mitgliedern des Vorstands nicht angezeigt. Mitglieder des Aufsichtsrats haben keine Verträge mit Gesellschaften des RWE-Konzerns geschlossen.

- Im Berichtsjahr haben Mitglieder des Vorstands und nahestehende Personen sowie Mitglieder des Aufsichtsrats RWE-Aktien erworben. Verkäufe wurden uns nicht gemeldet. Die Geschäfte sind durch Mitteilungen gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz (WpHG) bekannt gemacht worden. Wir haben europaweit darüber informiert.

Die direkt oder indirekt von den Mitgliedern des Vorstands oder Aufsichtsrats gehaltenen RWE-Aktien und sich darauf beziehenden Finanzinstrumente machen insgesamt weniger als 1 % des Aktienkapitals aus.

Weitergehende Informationen über unsere Corporate-Governance-Praxis geben wir im Internet unter www.rwe.com/corporate-governance. Hier finden sich auch unsere Satzung, die Geschäftsordnungen des Aufsichtsrats und des Vorstands, der RWE-Verhaltenskodex, sämtliche Corporate-Governance-Berichte und Entsprechenserklärungen sowie der Bericht zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB.

Entsprechenserklärung gemäß § 161 Aktiengesetz. Vorstand und Aufsichtsrat der RWE Aktiengesellschaft geben nach pflichtgemäßer Prüfung die folgende Entsprechenserklärung ab:

Die RWE Aktiengesellschaft entsprach seit Abgabe der letzten Entsprechenserklärung am 22. Februar 2011 bis zum 11. Dezember 2011 den Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex" in der am 2. Juli 2010 bekannt gemachten Fassung des Kodex mit folgender Einschränkung:

Die Diversity-Empfehlungen nach Ziffer 5.1.2 Satz 2 und 5.4.1 Abs. 2 und 3 wurden nicht uneingeschränkt umgesetzt. Die Berücksichtigung von Vielfalt war und ist im Konzern gelebte Praxis. Seit längerem gibt es bei uns Diversity-Programme, die u.a. auf eine Anhebung des Anteils weiblicher Führungskräfte abzielen. Ein Gesamtkonzept zur Umsetzung von Diversity-Zielen bei der Besetzung des Vorstands lag aber noch nicht vor. Gleiches galt für die Besetzung des Aufsichtsrats: Zwar haben der Nominierungsausschuss und das Aufsichtsratsplenum bei der Auswahl der Kandidaten für die am 20. April 2011 erfolgte Wahl der Anteilseignervertreter – wie bereits in der Vergangenheit – den Aspekt der Vielfalt, die internationale Tätigkeit von RWE, mögliche Interessenkonflikte und die festgelegte Altersgrenze für die Mitglieder des Aufsichtsrats berücksichtigt. Konkrete Ziele bei der Besetzung des Gremiums gab es jedoch noch nicht. Der Aufsichtsrat der RWE AG war der Auffassung, dass die Festlegung solcher Ziele und eines Gesamtkonzeptes zur Diversity in Vorstand und Aufsichtsrat umfangreicher Vorarbeiten und intensiver Erörterungen bedarf. Dies ist inzwischen geleistet worden. Am 12. Dezember 2011 verabschiedete der Aufsichtsrat Anforderungsprofile für seine Mitglieder und die des Vorstands und schuf damit zugleich ein Konzept zur Umsetzung von Diversity-Zielen.

Seit dem 12. Dezember 2011 entspricht die RWE Aktiengesellschaft sämtlichen Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex" in der am 2. Juli 2010 bekannt gemachten Fassung.

RWE Aktiengesellschaft

Für den Aufsichtsrat

Dr. Manfred Schneider

Für den Vorstand

Dr. Jürgen Großmann Peter Terium

Essen, 28. Februar 2012

2.3 VERGÜTUNGSBERICHT

Zu einer guten Corporate Governance gehört, dass Unternehmen die Vergütung von Vorstand und Aufsichtsrat transparent machen. Im Folgenden werden die Grundsätze des Vergütungssystems der RWE AG sowie Höhe und Struktur der Leistungen dargestellt. Wie in den Vorjahren entspricht RWE damit vollumfänglich den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Vergütungsbericht ist Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts und des Corporate-Governance-Berichts.

Vergütung des Vorstands

Vergütungsstruktur. Struktur und Höhe der Vorstandsvergütung werden vom Aufsichtsrat festgelegt und regelmäßig überprüft. Das bestehende, von der Hauptversammlung 2010 gebilligte Vergütungssystem gewährleistet eine Vergütung der Vorstandsmitglieder, die im Hinblick auf Ausgestaltung und Höhe sowohl konzernintern als auch im Marktvergleich als üblich einzustufen ist. Neben der persönlichen Leistung werden dabei auch die wirtschaftliche Lage, der Erfolg und die Zukunftsaussichten von RWE berücksichtigt.

Die Gesamtvergütung des Vorstands setzt sich im Wesentlichen aus kurzfristigen Bestandteilen wie dem Festgehalt und der Tantieme sowie einer langfristigen aktienkursbasierten Komponente („Performance Shares") zusammen. Das Festgehalt macht bei 100-prozentiger Zielerreichung ca. 30 % der Gesamtvergütung aus, die Tantieme ca. 40 % und die Performance Shares ca. 30 %. Die einzelnen Vergütungsbestandteile werden im Folgenden näher erläutert.

Kurzfristige Vergütungsbestandteile. Die Vorstandsmitglieder erhalten eine Barvergütung, die sich aus einem erfolgsunabhängigen Festgehalt und einer erfolgsabhängigen, also variablen Tantieme zusammensetzt.

Das neben dem Festgehalt vertraglich vereinbarte Tantiemebudget gliedert sich im Verhältnis von 70:30 in eine unternehmensbezogene und eine individuelle Komponente. Die Höhe der Unternehmenstantieme bemisst sich danach, inwieweit der zu Beginn des Geschäftsjahres festgelegte Wertbeitrag tatsächlich erreicht wird. Stimmen Ist- und Planwert genau überein, beträgt die Zielerreichung 100 % und die Unternehmenstantieme entspricht exakt dem vertraglich vereinbarten Budget. In Abhängigkeit von der Höhe des Wertbeitrags kann die Unternehmenstantieme zwischen 0 und 150 % des Tantiemebudgets liegen. Die Höhe der individuellen Tantieme ist davon abhängig, inwieweit das einzelne Vorstandsmitglied die Performance-Ziele erreicht hat, die der Aufsichtsratsvorsitzende zu Beginn des Geschäftsjahres mit ihm vereinbarte. Hier ist die Zielerreichung auf 130 % begrenzt.

Seit dem Geschäftsjahr 2010 zahlt RWE die Tantieme nur zu 75 % direkt aus. Die verbleibenden 25 % werden für drei Jahre zurückbehalten. Am Ende des Dreijahreszeitraums überprüft der Aufsichtsrat anhand eines „Bonus-Malus-Faktors", ob der Vorstand das Unternehmen nachhaltig geführt hat. Nur wenn dies der Fall ist, wird auch der zurückbehaltene Teil der Tantieme ausbezahlt.

Der Bonus-Malus-Faktor hängt zu 45 % davon ab, wie sich der Wertbeitrag des Konzerns entwickelt. Weitere 45 % werden anhand eines unternehmensspezifischen Index zur Corporate Responsibility (CR) ermittelt, der auf der bei RWE seit Jahren etablierten Nachhaltigkeitsberichterstattung aufbaut und das ökologische und gesellschaftliche Handeln von RWE abbildet. Die restlichen 10 % des Bonus-Malus-Faktors werden durch den konzerninternen Motivationsindex bestimmt, der Leistungsbereitschaft und Zufriedenheit unserer Mitarbeiter misst. Der Aufsichtsrat legt vor Beginn der Dreijahresperiode verbindliche Zielwerte für Wertbeitrag, CR-Index und Motivationsindex fest. Diese Zielwerte werden am Ende des Zeitraums den tatsächlich erreichten Werten gegenübergestellt. Vom Ergebnis dieses Vergleichs hängt ab, ob und in welcher Höhe der zurückbehaltene Teil der Tantieme ausbezahlt wird. Je besser die tatsächlich erreichten Werte sind, desto höher ist der Bonus-Malus-Faktor. Er kann zwischen 0 und 130 % liegen.

Auf den Vorstandsvorsitzenden Dr. Jürgen Großmann finden die Regelungen über den Tantiemerückbehalt und den Bonus-Malus-Faktor im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben keine Anwendung.

Neben Festgehalt und Tantieme steht Dr. Jürgen Großmann anstelle einer Pensionszusage ein jährliches Versorgungskapital zu.

Peter Terium erhält als Altersversorgung ein jährliches Versorgungsentgelt in Höhe von 15% seiner Zielbarvergütung, d.h. der Festvergütung und des Tantiemebudgets. Im Berichtsjahr betrug das Versorgungsentgelt 85 Tsd. €. Hiervon wurden 2 Tsd. € durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt. Das mit Wirkung zum 1. Januar 2011 neu eingeführte Versorgungskonzept ist im Abschnitt Altersversorgung auf Seite 112 näher beschrieben.

Darüber hinaus werden allen Vorstandsmitgliedern Sach- und sonstige Bezüge gewährt, die im Wesentlichen aus der Dienstwagennutzung und den Versicherungsprämien zur Unfallversicherung bestehen. Hinzu kommen Mandatseinkünfte der Vorstandsmitglieder für die Aufsichtsratstätigkeit in konzernverbundenen Unternehmen. Diese Einkünfte werden vollständig auf die Tantieme angerechnet und führen damit nicht zu einer Erhöhung der Bezüge.

Für das Geschäftsjahr 2011 betrugen die kurzfristigen Bestandteile der Vorstandsvergütung:

Kurzfristige Vergütung des Vorstands 2011	Erfolgsunabhängige Vergütung		Erfolgsbezogene Vergütung		Sach- und sonstige Bezüge		Mandatseinkünfte[1]		Sonstige Zahlungen		Insgesamt	
in Tsd. €	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Dr. Jürgen Großmann[2]	2.700	2.700	3.708	3.898	35	30	0	37	2.000	2.000	8.443	8.665
Dr. Leonhard Birnbaum	750	750	694	779	24	24	40	0	0	0	1.508	1.553
Alwin Fitting	796	769	756	794	10	18	20	3	0	0	1.582	1.584
Peter Terium[3]	250	0	245	0	1	0	0	0	85	0	581	0
Dr. Rolf Pohlig	840	840	759	809	29	32	60	60	0	0	1.688	1.741
Dr. Rolf Martin Schmitz	750	750	574	543	17	20	160	236	0	0	1.501	1.549
Summe	**6.086**	**5.809**	**6.736**	**6.823**	**116**	**124**	**280**	**336**	**2.085**	**2.000**	**15.303**	**15.092**

1 Mandatseinkünfte sind auf die variable Vergütung angerechnet.
2 Dr. Jürgen Großmann erhält anstelle einer Versorgungszusage einen Betrag in Höhe von 2.000 Tsd. € p.a.
3 Peter Terium erhält anstelle einer Versorgungszusage ein Versorgungsentgelt in Höhe von 15% seiner Zielbarvergütung.

Nicht in der Vergütung enthalten ist die zurückbehaltene Tantieme, da sie erst nach dem Dreijahreszeitraum und nur bei Erfüllung der erforderlichen Voraussetzungen vergütungswirksam wird. Um ein vollständiges Bild der Vergütungskomponenten zu vermitteln, ist der Tantiemerückbehalt auf freiwilliger Basis in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tantiemerückbehalt in Tsd. €	2011	2010
Dr. Jürgen Großmann	0	0
Dr. Leonhard Birnbaum	245	260
Alwin Fitting	259	266
Peter Terium	82	-
Dr. Rolf Pohlig	273	290
Dr. Rolf Martin Schmitz	245	260
Summe	**1.104**	**1.076**

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung. Neben den kurzfristigen Vergütungsbestandteilen erhalten die Vorstandsmitglieder – mit Ausnahme des Vorsitzenden Dr. Jürgen Großmann – Performance Shares im Rahmen des Long-Term Incentive Plan Beat 2010 (kurz: Beat). Mit diesem langfristigen Vergütungsbestandteil soll die Nachhaltigkeit des Beitrags der Führungskräfte zum Unternehmenserfolg honoriert werden.

Um eine Zuteilung zu erhalten, müssen die Vorstandsmitglieder ein Eigeninvestment in RWE-Stammaktien leisten. Dieses beträgt ein Drittel des Zuteilungswertes der gewährten Performance Shares nach Steuern. Die Aktien müssen während der gesamten Wartezeit der jeweiligen Beat-Tranche gehalten werden.

Die Performance Shares umfassen das bedingte Recht, nach vierjähriger (optional fünfjähriger) Wartezeit eine Barauszahlung zu erhalten. Diese Auszahlung erfolgt aber nur, wenn nach Ablauf der Wartezeit die Performance der RWE-Stammaktie, also die Rendite aus Aktienkursänderung, Dividende und Bezugsrecht, besser ist als die von mindestens 25 % der im Dow Jones STOXX Utilities Index gelisteten Vergleichsunternehmen. Bei der Erfolgsmessung werden Letztere gewichtet, und zwar in exakt gleicher Weise wie im Index zum Zeitpunkt der Auflegung der jeweiligen Beat-Tranche. Damit kommt es nicht allein darauf an, welche Position RWE unter den Vergleichsunternehmen einnimmt, sondern auch darauf, welche Unternehmen RWE übertrifft. Schlägt RWE 25 % des Indexgewichts, werden 7,5 % der Performance Shares werthaltig. Mit jedem weiteren Prozentpunkt übertroffenen Indexgewichts steigt der Anteil der werthaltigen Performance Shares um 1,5 %.

Die Höhe der Auszahlung wird auf Basis des so ermittelten Auszahlungsfaktors, des durchschnittlichen RWE-Aktienkurses an den letzten 60 Börsentagen vor Programmablauf und der Anzahl der zugeteilten Performance Shares berechnet. Der Auszahlungsbetrag ist für die Vorstandsmitglieder auf das Eineinhalbfache des Zuteilungswertes der Performance Shares beschränkt.

Folgende Beat-Zuteilungen sind im Berichtsjahr vorgenommen worden:

Aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung	Beat 2010 – Tranche 2011	
	Stück	Zuteilungswert bei Gewährung in Tsd. €
Dr. Leonhard Birnbaum	44.092	750
Alwin Fitting	44.092	750
Dr. Rolf Pohlig	44.092	750
Dr. Rolf Martin Schmitz	44.092	750
Summe	**176.368**	**3.000**

Im Berichtsjahr wurde die werthaltige Tranche 2008 des Programms Beat 2005 wie folgt ausgezahlt:

Aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung	Beat 2005 – Tranche 2008
	Auszahlung in Tsd. €
Dr. Leonhard Birnbaum	150
Alwin Fitting	563
Dr. Rolf Pohlig	563
Summe	**1.276**

Aufgrund der Kursentwicklung der RWE-Aktie ist 2011 kein Aufwand für die aktienbasierte Vergütung entstanden.

Stattdessen konnten in folgender Höhe Rückstellungen aufgelöst werden:

Auflösung von Rückstellungen für aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung Tranchen 2009/2010/2011	2011 in Tsd. €	2010 in Tsd. €
Dr. Leonhard Birnbaum	241	65
Alwin Fitting	241	161
Dr. Rolf Pohlig	241	161
Dr. Rolf Martin Schmitz	241	29
Summe	**964**	**416**

Gesamtvergütung. Insgesamt hat der Vorstand für das Geschäftsjahr 2011 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 15.303 Tsd. € erhalten. Außerdem wurden langfristige Vergütungsbestandteile im Rahmen des Beat (Tranche 2011) mit einem Ausgabezeitwert von 3.000 Tsd. € zugeteilt. Die Gesamtvergütung des Vorstands für das Geschäftsjahr 2011 betrug demnach 18.303 Tsd. €.

Altersversorgung und Leistungen im Fall der Beendigung der Tätigkeit. Mitglieder des Vorstands erhalten nach Beendigung der Vorstandstätigkeit die folgenden Leistungen von RWE:

Altersversorgung. Mit Wirkung zum 1. Januar 2011 wurde das bisherige Pensionsmodell durch ein beitragsorientiertes Versorgungskonzept abgelöst. Neue Vorstandsmitglieder erhalten nun in jedem Jahr der aktiven Dienstzeit ein Versorgungsentgelt in Höhe von 15 % ihrer Zielbarvergütung. Sie können jährlich wählen, ob ihnen der Betrag bar ausgezahlt oder zugunsten einer späteren Versorgungsleistung einbehalten wird. Im letztgenannten Fall werden die Mittel durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt. Zur Finanzierung der Versorgungszusage wird eine Rückdeckungsversicherung abgeschlossen. Die Leistungen der Versorgungszusage entsprechen den garantierten Leistungen aus der Rückdeckungsversicherung. Das aufgebaute Kapital ist nach dem Eintritt in den Ruhestand, frühestens aber mit Vollendung des 60. Lebensjahres, als Einmalzahlung oder als Ratenzahlung in maximal neun Teilbeträgen abrufbar.

Weitere Versorgungsleistungen erhalten die Vorstandsmitglieder oder ihre Hinterbliebenen nicht. Soweit im Rahmen früherer Tätigkeiten Ruhegeldansprüche erworben wurden, bleiben diese unberührt.

Die Pensionszusagen an die Vorstandsmitglieder Dr. Leonhard Birnbaum, Alwin Fitting, Dr. Rolf Pohlig und Dr. Rolf Martin Schmitz wurden vor Einführung des neuen Modells erteilt. Sie werden unverändert fortgeführt. Den genannten Vorstandsmitgliedern wird bei Ausscheiden nach Erreichen des 60. Lebensjahres (Regelaltersgrenze), bei dauerhafter Arbeitsunfähigkeit, im Todesfall und bei einer von der Gesellschaft ausgehenden vorzeitigen Beendigung oder einer Nichtverlängerung des Dienstvertrags eine lebenslange Ruhegeld- bzw. Hinterbliebenenversorgung gewährt. Maßgeblich für die Höhe des individuellen Ruhegeldes und der Hinterbliebenenversorgung sind das ruhegeldfähige Einkommen und der Versorgungsgrad, der aus der Anzahl der geleisteten Dienstjahre ermittelt wird. Als Zielwert für die Altersversorgung wird für die Vorstandsmitglieder nach Erreichen der Regelaltersgrenze ein Versorgungsgrad von 60 % des letzten ruhegeldfähigen Einkommens zugrunde gelegt. Das Witwengeld beträgt 60 % des Ruhegeldes des Ehemannes, das Waisengeld 20 % des Witwengeldes. Die Anwartschaft auf die Altersversorgung ist sofort unverfallbar. Die Höhe des Ruhegeldes bzw. der Hinterbliebenenversorgung wird alle drei Jahre unter Berücksichtigung aller bedeutsamen Umstände, insbesondere der Entwicklung der Lebenshaltungskosten, überprüft. Infolge früherer Regelungen bestehen vereinzelt Unterschiede zwischen den Versor-

gungszusagen bei der Berechnung des Versorgungsgrades, bei der Anrechnung von sonstigen Renten und Versorgungsbezügen sowie beim Anpassungsmodus der Ruhegeld- und Hinterbliebenenversorgung.

Bei vorzeitiger Beendigung oder bei Nichtverlängerung des Dienstvertrags erhalten die Vorstandsmitglieder Zahlungen ausschließlich dann, wenn die Beendigung oder Nichtverlängerung von der Gesellschaft ausgeht und ohne wichtigen Grund erfolgt. In diesem Fall wird das Ruhegeld bereits ab dem Zeitpunkt des Ausscheidens, frühestens jedoch mit Vollendung des 55. Lebensjahres, gewährt. Einkünfte, die das Vorstandsmitglied in der Folgezeit bis zur Vollendung des 60. Lebensjahres bzw. bis zum Eintritt der Erwerbsunfähigkeit erzielt, werden zu 50 % auf das vorzeitige Ruhegeld angerechnet.

Soweit die Mitglieder des Vorstands im Rahmen früherer Tätigkeiten Ruhegeldansprüche erworben haben oder ihnen Dienstjahre bei früheren Arbeitgebern anerkannt wurden, werden diese Ansprüche gemäß vertraglicher Vereinbarung von der von RWE gewährten Ruhegeldzahlung abgezogen.

Der Dienstzeitaufwand (Service Cost) für die Pensionsverpflichtungen lag 2011 bei 725 Tsd. €. Der Barwert der Gesamtverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug zum Jahresende 14.161 Tsd. €. Unter Berücksichtigung von Lebensalter und Dienstjahren ergeben sich folgende individuelle Dienstzeitaufwendungen und Barwerte der Versorgungsansprüche:

Pensionen		Voraussichtliches jährliches Ruhegeld bei Erreichen der Regelaltersgrenze (60 Jahre)[1] in Tsd. €		Service Cost (Dienstzeitaufwand) in Tsd. €		Defined Benefit Obligation (Barwert) in Tsd. €	
	Alter	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Dr. Leonhard Birnbaum	45	270	270	134	111	1.090	889
Alwin Fitting	58	312	312	210	188	5.046	4.648
Dr. Rolf Pohlig	59	302	302	103	84	2.995	2.733
Dr. Rolf Martin Schmitz[2]	54	408	408	278	244	5.030	4.486
				725	**627**	**14.161**	**12.756**

1 Nach dem Stand der ruhegeldfähigen Bezüge am 31. Dezember 2011
2 In dem voraussichtlichen Ruhegeld von Dr. Rolf Martin Schmitz sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern enthalten.

Change of Control. Die Mitglieder des Vorstands haben ein Sonderkündigungsrecht, wenn das Unternehmen infolge eines Kontrollerwerbs durch Aktionäre oder Dritte seine Unabhängigkeit verliert. In diesem Fall können sie ihr Amt innerhalb von sechs Monaten nach Bekanntwerden des Kontrollerwerbs niederlegen und die Beendigung des Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen. Sofern das Wohl der Gesellschaft es erfordert, kann der Aufsichtsrat jedoch die Fortführung des Amtes bis zum Ablauf der Sechsmonatsfrist verlangen. Ein Kontrollerwerb im Sinne dieser Regelung liegt vor, wenn ein oder mehrere gemeinsam handelnde Aktionäre oder Dritte mindestens 30 % der vorhandenen Stimmrechte erwerben oder auf sonstige Art einen beherrschenden Einfluss auf die Gesellschaft ausüben können.

Bei Beendigung des Dienstverhältnisses erhält das Vorstandsmitglied eine Einmalzahlung in Höhe der bis zum Ende der ursprünglich vereinbarten Vertragsdauer anfallenden Bezüge, höchstens jedoch das Dreifache und mindestens das Zweifache seiner vertraglichen Jahresgesamtvergütung. Hinsichtlich der Versorgungsansprüche wird das Mitglied des Vorstands mit Wirkung zum Ablauf der vereinbarten Vertragsdauer so gestellt, als habe die Gesellschaft den Vorstandsvertrag zu diesem Zeitpunkt nicht verlängert, ohne dass ein wichtiger Grund im Sinne des § 626 BGB vorgelegen hätte.

Dem Vorstandsvorsitzenden Dr. Jürgen Großmann wurde das Sonderkündigungsrecht zeitlich vor der Anpassung des Deutschen Corporate Governance Kodex zum 6. Juni 2008 gewährt. Dr. Großmann erhält bei Ausübung seines vertraglich zugesagten Sonderkündigungsrechts eine Einmalzahlung zur Abgeltung der bis zum Ende der Vertragslaufzeit anfallenden Bezüge einschließlich des anstelle einer Versorgungszusage vertraglich vereinbarten Betrags.

Bei einem Wechsel der Unternehmenskontrolle verfallen sämtliche dem Vorstand wie auch den bezugsberechtigten Führungskräften zugeteilten Performance Shares. Stattdessen wird eine Entschädigungszahlung gewährt, ermittelt auf den Zeitpunkt der Abgabe des Übernahmeangebots. Ihre Höhe richtet sich nach dem bei der Übernahme für die RWE-Aktien gezahlten Preis. Dieser wird mit der endgültigen Anzahl der Performance Shares multipliziert. Auch bei einer Fusion mit einer anderen Gesellschaft verfallen die Performance Shares. In diesem Fall bemisst sich die Entschädigungszahlung nach dem Erwartungswert der Performance Shares zum Zeitpunkt der Verschmelzung. Dieser Erwartungswert wird mit der Anzahl der gewährten Performance Shares multipliziert, die dem Verhältnis der Zeit während der Warteperiode bis zur Fusion zur gesamten Warteperiode der Performance Shares entspricht.

Bei einem Wechsel der Unternehmenskontrolle werden außerdem zurückbehaltene Tantiemen des Vorstands vorzeitig bewertet und gegebenenfalls ausgezahlt. Die Höhe der Zahlung richtet sich nach dem durchschnittlichen Bonus-Malus-Faktors der vorausgegangenen drei Jahre.

Abfindungsobergrenze. Im Falle einer sonstigen vorzeitigen Beendigung der Vorstandstätigkeit ohne wichtigen Grund erhalten die Vorstandsmitglieder eine Abfindung, die auf höchstens zwei Jahresgesamtvergütungen begrenzt ist und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet.

Sonstige Zusagen. Im Einvernehmen mit der Gesellschaft wird das ursprünglich bis zum 30. September 2012 befristete Mandat von Dr. Jürgen Großmann als Mitglied des Vorstands und dessen Vorsitzender zum 30. Juni 2012 vorzeitig beendet. Festgehalt, Tantieme und Versorgungskapital für den Zeitraum vom 1. Juli 2012 bis 30. September 2012 werden ihm in der vertraglich festgelegten Höhe ausgezahlt. Ein Ruhegeld erhält Dr. Jürgen Großmann nicht.

Vergütung des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats ist in der Satzung geregelt und wird durch die Hauptversammlung festgelegt. Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten nach Ablauf des jeweiligen Geschäftsjahres für ihre Tätigkeit eine Festvergütung von 40 Tsd. € je Geschäftsjahr. Die Vergütung erhöht sich um 225 € je 0,01 € Gewinnanteil, der über einen Gewinnanteil von 0,10 € je Stammaktie hinaus ausgeschüttet wird.

Der Vorsitzende des Aufsichtsrats erhält das Dreifache, sein Stellvertreter das Zweifache des oben genannten Betrags. Ausschussmitgliedern wird das Eineinhalbfache gewährt, Vorsitzenden von Ausschüssen das Zweifache, sofern die Ausschüsse mindestens einmal im Geschäftsjahr tätig geworden sind. Übt ein Mitglied des Aufsichtsrats zur gleichen Zeit mehrere Ämter im Aufsichtsrat der RWE AG aus, erhält es nur die Bezüge für das am höchsten vergütete Amt. Auslagen werden erstattet.

Vergütung des Aufsichtsrats	Grundvergütung 2011		Ausschussvergütung 2011		Gesamt	
in Tsd. €	fest	variabel	fest	variabel	2011	2010
Dr. Manfred Schneider, Vorsitzender	40	43	80	86	249	350
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	40	43	40	43	166	234
Dr. Paul Achleitner	40	43	20	21	124	175
Werner Bischoff	40	43	20	21	124	175
Carl-Ludwig von Boehm-Bezing	40	43	40	43	166	234
Heinz Büchel	40	43	20	21	124	175
Dieter Faust	40	43	20	21	124	175
Roger Graef (seit 20.4.2011)	28	30	0	0	58	0
Andreas Henrich (bis 20.4.2011)	12	13	0	0	25	117
Manfred Holz (seit 20.4.2011)	28	30	14	15	87	0
Frithjof Kühn	40	43	20	21	124	160
Hans Peter Lafos	40	43	0	0	83	117
Dr. Gerhard Langemeyer (bis 20.4.2011)	12	13	6	6	37	175
Christine Merkamp (seit 20.4.2011)	28	30	0	0	58	0
Dagmar Mühlenfeld	40	43	20	21	124	175
Dr. Wolfgang Reiniger (bis 20.4.2011)	12	13	0	0	25	117
Günter Reppien (bis 20.4.2011)	12	13	6	6	37	175
Dagmar Schmeer	40	43	20	21	124	175
Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz	40	43	20	21	124	175
Dr. Wolfgang Schüssel	40	43	0	0	83	98
Ullrich Sierau (seit 20.4.2011)	28	30	14	15	87	0
Uwe Tigges	40	43	20	21	124	175
Manfred Weber	40	43	14	15	112	117
Dr. Dieter Zetsche	40	43	0	0	83	117
Gesamt	**800**	**860**	**394**	**418**	**2.472**	**3.411**

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich im Geschäftsjahr 2011 auf 2.472 Tsd. €. Außerdem erhielten Aufsichtsratsmitglieder Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Höhe von insgesamt 192 Tsd. €.

2.4 MITARBEITER

In den meisten RWE-Kernmärkten führen niedrige Geburtenraten dazu, dass qualifizierte Nachwuchskräfte knapper werden – und der Wettbewerb um sie intensiver. Unser langfristiger Erfolg hängt daher wesentlich davon ab, wie gut es uns gelingt, Talente für RWE zu gewinnen, sie zu fördern und langfristig an das Unternehmen zu binden. Wir sorgen dafür, dass es gute Gründe gibt, für RWE zu arbeiten: Attraktive Ausbildungsangebote, Förderprogramme für Potenzialträger und familienfreundliche Arbeitsplätze sind nur einige von zahlreichen Argumenten, mit denen wir im Wettbewerb um die besten Köpfe bestehen wollen.

Attraktive Ausbildungsangebote und Stipendien. Um unseren Bedarf an qualifizierten Nachwuchskräften langfristig zu decken, bilden wir junge Menschen in mehr als 30 gewerblich-technischen und kaufmännischen Berufen aus. Das Angebot von RWE geht dabei weit über das Vermitteln fachlicher Fertigkeiten hinaus: Die Auszubildenden können an anspruchsvollen Projekten teilnehmen oder einen Teil ihrer Lehrzeit bei Konzerngesellschaften außerhalb Deutschlands absolvieren. Darüber hinaus ermöglichen wir ihnen, die Ausbildung mit einem Studium zu kombinieren. Ende 2011 erlernten rund 3.000 junge Menschen bei RWE einen Beruf. Wir stellen damit sogar deutlich mehr Ausbildungsplätze zur Verfügung, als zur Deckung unseres eigenen Bedarfs erforderlich wäre.

Mit der RWE-Studienförderung führen wir Akademiker frühzeitig an den Konzern heran. Gegenwärtig unterstützen wir 64 Studierende und Doktoranden im Rahmen unseres Programms „RWE Fellows" rund vier Semester lang mit einem Stipendium. Zudem steht ihnen ein Mentor aus den Reihen unserer Führungskräfte zur Seite, der Einblicke in den Unternehmensalltag gibt und sie fachlich fordert und fördert. Durch das Angebot von Praktika ermöglichen wir Studenten eine frühzeitige Verknüpfung von Studienwissen und Unternehmenspraxis. Ein besonderes Anliegen ist für uns die Bindung leistungsstarker Nachwuchskräfte an RWE. Diese können nach Ablauf des Praktikums für ein attraktives Förderprogramm empfohlen werden, das die Teilnehmer u.a. durch Seminare und Netzwerktreffen in ihrer persönlichen und fachlichen Entwicklung unterstützt.

Frühzeitige Nachfolgeplanung. Jeder Unternehmer möchte sein „Haus" gern geordnet übergeben. Was für mittelständische Betriebe selbstverständlich ist, gilt auch für große Unternehmen wie RWE. Jedes Jahr identifizieren wir deshalb Mitarbeiter als mögliche Nachfolger für die rund 400 Führungskräfte auf den oberen Managementebenen. Zusätzlich werden Kandidatenpools für bestimmte Tätigkeitsgebiete angelegt. Basis dafür ist eine regelmäßige Einschätzung des Potenzials unserer Mitarbeiter mit Führungskompetenzen. Dabei setzten wir 2011 zum vierten Mal ein auf RWE zugeschnittenes Verfahren ein, das Kompetenzen wie unternehmerisches Denken und die Fähigkeit zur Motivation von Mitarbeitern misst. Kandidaten, die für eine Nachfolge in Frage kommen, werden gezielt auf die künftige Aufgabe vorbereitet. Dieses Vorgehen ermöglichte uns, im zurückliegenden Geschäftsjahr rund 90 % der frei gewordenen Führungspositionen mit Kräften aus den eigenen Reihen zu besetzen.

Förderung der Vielfalt. Soziale Vielfalt (Diversity) zu fördern ist ein Anliegen, das auch von der Gesellschaft immer stärker an uns herangetragen wird. RWE verfolgt hier gleich mehrere Ziele. Entsprechend der Internationalität unseres Geschäfts setzen wir uns für länderübergreifende Mobilität innerhalb des RWE-Konzerns und einen respektvollen Umgang mit Menschen anderer Kulturen ein. Außerdem möchten wir mehr Frauen für eine Beschäftigung bei RWE gewinnen. Auch in Führungspositionen sollen sie künftig stärker vertreten sein. Ende 2011 waren 11 % unserer leitenden Angestellten Frauen. Diesen Anteil wollen wir bis Ende 2018 auf 22 % verdoppeln. Dabei setzen wir u.a. auf ein Mentoren-Programm, das seit seinem Start im Jahr 2007 bereits von mehr als 80 Teilnehmerinnen genutzt wurde. Darüber hinaus haben wir ein internationales Netzwerk für Frauen in Führungspositionen geschaffen und bieten diesen spezielle Trainings an.

Vereinbarkeit von Beruf und Familie. Für viele berufstätige Eltern ist das ein schöner Traum: Die Kindertagesstätte liegt in Büronähe, ist von früh morgens bis abends geöffnet und bietet eine individuelle Betreuung der Kinder, auch der ganz kleinen. Mit unserer Kindertagesstätte Lumiland in Essen, die im Sommer 2011 ihre Pforten öffnete, ist dieser Traum für

die Mitarbeiter am Hauptsitz des RWE-Konzerns wahr geworden. Über 100 Kinder werden in Lumiland betreut – neben dem Nachwuchs von RWE-Mitarbeitern auch der von Familien aus dem Stadtteil. Wir haben uns vorgenommen, an weiteren großen RWE-Standorten in Deutschland betrieblich unterstützte Kindergärten einzurichten, um möglichst vielen Mitarbeitern dabei zu helfen, Familie und Beruf in Einklang zu bringen. Kinder und Karriere sollen bei RWE nicht im Widerspruch zueinander stehen – weder für Frauen noch für Männer. Dass gerade Letztere sich vermehrt in ihren Familien engagieren, ist eine erfreuliche Entwicklung, die wir fördern. Im vergangenen Jahr nutzten 246 Väter aus unseren deutschen Gesellschaften die Elternzeit – so viele wie nie zuvor.

Ideenmanagement. Mitarbeiter, die über ihre betrieblichen Alltagsaufgaben hinaus Ideen und Initiativen entwickeln, sind Glücksfälle für jedes Unternehmen. Wir helfen dem Glück nach – mit unserem konzernweiten Ideenmanagement. Unseren Mitarbeitern bieten wir damit einen Anreiz, ihre Erfahrung und Kreativität für die Verbesserung von Arbeitsprozessen einzusetzen. Das Resultat kann sich sehen lassen: Allein im vergangenen Jahr wurden rund 6.800 Ideen eingereicht. Wir veranschlagen ihren wirtschaftlichen Nutzen auf über 50 Mio. € pro Jahr. Beispielsweise haben wir dank einer Idee zur Verbesserung der Kostentransparenz im IT-Bereich bereits nach wenigen Monaten Einsparungen in sechsstelliger Höhe erzielt. Für ihre Verbesserungsvorschläge haben wir unseren Mitarbeitern im Berichtsjahr Prämien von knapp 2,6 Mio. € gezahlt. Derzeit bauen wir ein neues Datenbanksystem auf, um die Erfassung und den Austausch von Ideen zu erleichtern und zugleich Kosten zu sparen.

Jump!2011– Die Start-Up-Initiative von RWE. Einen ganz neuen Weg, das unternehmerische und innovative Denken unserer Mitarbeiter zu fördern, haben wir im vergangenen Jahr eingeschlagen – mit der Start-up-Initiative „Jump!2011“. Das Konzept: Mitarbeiter entwickeln allein oder im Team Ideen für neue Geschäftsmodelle im Tätigkeitsgebiet von RWE. Wer eine herausragende Idee präsentiert, kann diese mit Rückendeckung durch RWE eigenständig vermarkten. Jump!2011 wurde im Mai gestartet und endete im Februar 2012 mit der Kür der Sieger. Über 300 Mitarbeiter aus dem ganzen Konzern gingen mit 223 Ideenskizzen ins Rennen. Davon wurde jede zehnte mit Unterstützung erfahrener RWE-Manager zu echten Geschäftsplänen weiterentwickelt. In der letzten Projektphase präsentierten fünf Teams ihre Konzepte vor einer Jury. Einige der Ideen, nicht nur die der Sieger, sind so überzeugend, dass sie nun mit Unterstützung durch den RWE-Vorstand verwirklicht werden sollen.

Belegschaftsaktien – Teilhaben am Erfolg. Der wirtschaftliche Erfolg von RWE soll sich auch für unsere Mitarbeiter lohnen. Ein Teil ihrer Vergütung orientiert sich daran. Über unser Belegschaftsaktienprogramm bieten wir unseren Beschäftigten darüber hinaus die Möglichkeit, sich zu günstigen Bedingungen direkt am Unternehmen zu beteiligen. Im Jahr 2011 haben 25.783 Mitarbeiter insgesamt 442.692 Aktien gezeichnet. Damit nahmen 57 % aller Bezugsberechtigten am Programm teil. Dadurch, dass die Aktien unter dem Marktpreis ausgegeben wurden, entstand ein Aufwand von 8,1 Mio. €. Unsere Mitarbeiter halten derzeit etwa 1 % des gezeichneten Kapitals.

HR-Cockpit. Mit dem HR-Cockpit (HR = Human Ressources) haben wir eine moderne Informationsplattform geschaffen, die unseren Führungskräften dabei hilft, sich ein besseres Bild von ihren Teams zu machen. Bereitgestellt werden u.a. Daten zur Altersstruktur, zu Weiterbildungszeiten, zu Qualifikationen und zu krankheitsbedingten Ausfallzeiten der Mitarbeiter. Die Teamleiter erhalten diese Informationen zu Kennzahlen verdichtet (z.B. Durchschnittsalter oder Gesundheitsquote), können aber auch selbst Auswertungen vornehmen. Das HR-Cockpit kommt gerade solchen Führungskräften zugute, die über eine große Zahl an Mitarbeitern verfügen. Es unterstützt sie bei der Personalsteuerung und ermöglicht ihnen, Handlungsbedarf frühzeitig zu erkennen. Nach einer Pilotphase haben wir im Oktober 2011 mit der konzernweiten Einführung des HR-Cockpits begonnen. Es wird bereits von etwa 1.000 Führungskräften genutzt.

Weitere Informationen zur Personalarbeit bei RWE finden sich in unserem Personalbericht 2011, der im Internet unter **www.rwe.com** abgerufen werden kann.

2.5 NACHHALTIGKEIT

Wenn wir in Kraftwerke oder Netze investieren, dann für Jahrzehnte. Nachhaltigkeit ist daher Kern unseres Geschäftsmodells. Um langfristig erfolgreich zu sein, benötigen wir die Akzeptanz der Gesellschaft – angefangen bei der Politik über die Verbände und Arbeitnehmer bis hin zu Naturschutzorganisationen. Im Dialog mit diesen Anspruchsgruppen haben wir zehn Handlungsfelder definiert, die für RWE in puncto Nachhaltigkeit zentral sind. In jedem Handlungsfeld verfolgen wir konkrete, messbare Ziele. Und: Teile der Vorstandsvergütung sind daran geknüpft, ob und in welchem Umfang diese Ziele erreicht werden.

Zehn Handlungsfelder der Nachhaltigkeit. Nachhaltiges Wirtschaften ist für uns kein abstrakter Begriff. Unsere Strategie auf dem Gebiet der Corporate Responsibility (CR) erstreckt sich auf zehn Handlungsfelder, in denen nach unserem Verständnis die wichtigsten Herausforderungen für RWE liegen. Wir haben die Handlungsfelder im Jahr 2007 nach intensivem Dialog mit unseren Anspruchsgruppen (sogenannte Stakeholder) festgelegt. Für jedes von ihnen haben wir uns Ziele gesetzt, deren Erreichung wir an Kennzahlen messen. Dadurch gewinnt unsere Nachhaltigkeitsstrategie an Verbindlichkeit. Außerdem machen wir so unsere Leistungen und Fortschritte transparent und messbar.

Ob und in welchem Umfang wir unsere CR-Ziele erreichen, hat Einfluss auf die Vergütung des Vorstands der RWE AG. Seit 2010 werden 25 % seiner jährlichen Tantieme für drei Jahre zurückbehalten. Nach Ablauf dieses Zeitraums prüft der Aufsichtsrat anhand eines Bonus-Malus-Faktors, ob der Vorstand das Unternehmen nachhaltig geführt hat. Nur wenn dies der Fall ist, wird auch die zurückbehaltene Tantieme ausbezahlt. Die Höhe des Bonus-Malus-Faktors hängt von mehreren Faktoren ab. Einer davon – mit 45 % gewichtet – ist der Verlauf eines RWE-spezifischen Index, der anhand der Kennzahlen für unsere CR-Handlungsfelder die Zielerreichung von RWE auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit misst.

Im Folgenden stellen wir unsere Ziele und Maßnahmen in den zehn CR-Handlungsfeldern vor und zeigen, anhand welcher Kennzahlen wir unseren Erfolg messen. Weitergehende Informationen finden sich im Bericht „Unsere Verantwortung“, der im Internet unter www.rwe.com/cr-bericht abgerufen werden kann.

(1) Klimaschutz. Strom mit immer weniger CO_2-Ausstoß zu erzeugen ist ein wesentlicher Baustein unserer Konzernstrategie. Dafür investieren wir Milliarden. Einen großen Teil der Mittel setzen wir für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein. Zudem bauen wir hochmoderne Gas- und Kohlekraftwerke und nehmen emissionsintensivere Altanlagen vom Netz. Unser Ziel: Bis 2020 wollen wir die CO_2-Emissionen unseres Kraftwerksparks je MWh Strom gegenüber 2005 um mehr als 20 % senken. Im Basisjahr emittierten wir 0,79 Tonnen CO_2 je MWh. Als Ziel haben wir uns einen Wert von 0,62 Tonnen gesetzt. Ursprünglich wollten wir den Emissionsfaktor bis 2020 noch stärker absenken. Der beschleunigte Kernenergieausstieg in Deutschland machte aber eine Anpassung unserer Zielsetzung erforderlich. Mit den Blöcken Biblis A und B mussten wir im vergangenen Jahr 2,4 GW Kapazität zur nahezu CO_2-freien Stromerzeugung außer Betrieb nehmen. Für 2011 weisen wir daher einen Emissionsfaktor von 0,79 Tonnen CO_2 je MWh aus, der deutlich über dem Wert von 2010 (0,73) liegt. Ende 2017 geht mit Gundremmingen B ein weiteres RWE-Kernkraftwerk vom Netz. Unser CO_2-Minderungspfad bis 2020 wird dadurch erheblich beeinflusst. Dennoch setzen wir den Umbau unseres Erzeugungsportfolios entschlossen fort: Wir wollen den Anteil der erneuerbaren Energien an unserer Stromerzeugungskapazität, der Ende 2011 bei rund 8 % lag, bis 2020 auf mindestens 20 % steigern.

(2) Energieeffizienz. Mit der Modernisierung unseres Kraftwerksparks schonen wir nicht nur das Klima, sondern auch knappe Ressourcen wie Kohle und Gas, denn die neuen Anlagen haben einen hohen energetischen Nutzungsgrad. Nach Beendigung unseres laufenden Kraftwerksneubauprogramms im Jahr 2014 soll der energetische Nutzungsgrad unserer

fossil befeuerten Kraftwerke einen Wert von 42 % erreicht haben. Im vergangenen Jahr lag er bei 41,3 %. Auch den Energieverbrauch unseres Fuhrparks und unserer Immobilien wollen wir weiter senken. Darüber hinaus unterstützen wir unsere Kunden dabei, durch einen effizienteren Energieeinsatz das Klima zu schonen, Geld zu sparen und zugleich die Lebensqualität zu steigern. Dies gehen wir auf vielfältige Weise an, etwa durch den Einsatz intelligenter Stromzähler (Smart Meter), eine automatische Verbrauchssteuerung zuhause (Smart Home) und die Förderung der Elektromobilität. Auf unserem Internetportal www.energiewelt.de geben wir Tipps zum Energiesparen und informieren über Förderprogramme und Herstellerangebote. Auch Gewerbetreibenden und kleinen Industrieunternehmen bieten wir unser Know-how zum Thema Energieeffizienz an. Mit modernster Messtechnik und dem Energie-Controlling-System von RWE spüren unsere Experten Schwachstellen im Unternehmen auf und entwickeln betriebsspezifische Optimierungsmaßnahmen. Über 300 mittelständischen Firmen verschiedenster Branchen haben wir bereits dabei geholfen, sich beim Energieeinsatz besser aufzustellen – und damit wirtschaftlich erfolgreicher zu sein.

(3) Innovationen. Eine sichere, preisgünstige und klimaschonende Energieversorgung ist ohne technischen Fortschritt nicht machbar. Daher messen wir der Forschung und Entwicklung (F&E) große Bedeutung bei. Unsere derzeit über 200 F&E-Projekte sind entlang der gesamten Wertschöpfungskette von RWE angesiedelt – von der Rohstoffgewinnung über die Umwandlung, Verteilung und Speicherung von Energie bis hin zu ihrer Nutzung durch den Kunden (siehe Seite 83 ff.). Zur Steuerung unserer F&E-Aktivitäten haben wir ein konzernübergreifendes Innovationsmanagement aufgebaut. Zu Beginn eines Jahres bestimmen wir die strategisch wichtigen Themenfelder für die F&E-Arbeit. Unseren Erfolg messen wir daran, in welchem Umfang wir in diesen Themenfeldern konkrete Maßnahmen ergriffen und die Öffentlichkeit über unsere Tätigkeit informiert haben. Im vergangenen Jahr haben wir die wichtigen F&E-Gebiete zu 95 % abgedeckt. Dieses hohe Niveau wollen wir halten.

(4) Versorgungssicherheit. Energie muss zur Verfügung stehen, wenn sie gebraucht wird. Unsere Kunden vertrauen darauf, dass wir das sicherstellen – heute und in Zukunft. RWE setzt deshalb auf ein breit gefächertes Erzeugungsportfolio aus Kernenergie, Kohle, Gas und erneuerbaren Energien. Die Verfügbarkeit von Kohle und Kernbrennstoffen ist langfristig gesichert. Unseren Erdgasbedarf decken wir auf Basis von Langfristverträgen mit verschiedenen Produzenten, durch Zukäufe an liquiden Großhandelsmärkten und in geringem Umfang durch eigene Förderung. Wenn derzeit das Thema Versorgungssicherheit diskutiert wird, steht allerdings ein anderer Aspekt im Vordergrund: die Stabilität der Stromnetze. Hier gilt: Angebot und Nachfrage müssen kontinuierlich in der Balance sein, damit die Netzfrequenz stabil bleibt. Wir haben das Ziel, die durchschnittliche Ausfallzeit unserer Verteilnetze in Deutschland ab 2013 auf weniger als 30 Minuten pro Kunde zu begrenzen. Nach den jüngsten vorliegenden Statistiken lag sie 2010 mit knapp 22 Minuten deutlich unter dieser Marke. Trotzdem halten wir unser Ziel für ambitioniert, denn mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien und dem vermehrten Einsatz dezentraler Stromerzeugungsanlagen steigen die Anforderungen an die Beschaffenheit und den Betrieb der Netze. Beim Gas sind die Lieferunterbrechungen aufgrund der Pufferfunktion des Gasnetzes deutlich kürzer. Sie lagen 2010 im Durchschnitt bei unter einer Minute pro Kunde.

(5) Lieferkette. Beim Einkauf von Waren und Dienstleistungen achten wir nicht nur darauf, dass der Preis stimmt. Ebenso wichtig ist, dass unsere Vertragspartner grundlegende Arbeits- und Sozialstandards einhalten und umweltverträglich wirtschaften. Unser konzernweit geltender Verhaltenskodex verbietet uns eine Zusammenarbeit mit Unternehmen, von denen bekannt ist, dass sie die von der UN-Initiative Global Compact formulierten ethischen Grundsätze verletzen. Daher informieren wir uns über das Vorliegen solcher Verstöße. Beispiel: Steinkohleminen. Um hier einen besseren Einblick in die Arbeitsbedingungen zu erhalten, haben wir 2011 gemeinsam mit anderen großen Kohleverstromern die Initiative „bettercoal“ ins Leben gerufen. Im Rahmen dieser Initiative nehmen unabhängige Fachleute ab 2012 Über-

prüfungen an Förderstandorten in aller Welt vor. Um einen nachhaltigen Anbau der in unseren Kraftwerken verfeuerten Biomasse sicherzustellen, setzen wir auf unabhängige Zertifizierungssysteme wie das Green Gold Label, an dessen Entwicklung unsere niederländische Konzerngesellschaft Essent beteiligt war.

Bei der Beschaffung von Standardwaren und Dienstleistungen legen wir in den Verträgen fest, dass unsere Lieferanten internationale Mindeststandards im Hinblick auf Arbeitsbedingungen und Umweltschutz einhalten sollen. Dazu zählen die Vorgaben des UN Global Compact. Beim Einkauf von Energierohstoffen nehmen wir eine Risikoprüfung bei unseren Geschäftspartnern vor. Für 2013 haben wir das Ziel, dass mindestens 95 % unseres Einkaufsvolumens durch solche Mindeststandards oder Risikoprüfungen abgedeckt sind. 2011 waren es bereits 93 %. Für den Einkauf von Anlagen und komplexen Komponenten haben wir ein Qualitätsmanagement aufgebaut. Im vergangenen Jahr hat sich die für den konventionellen Kraftwerksbau zuständige RWE Technology nach ISO 9001 zertifizieren lassen. Dadurch ist das Unternehmen verpflichtet, die Einhaltung von Arbeits- und Umweltstandards durch Partnerfirmen und deren Vorlieferanten zu überprüfen, z.B. durch Besuche vor Ort.

(6) Preisgestaltung und Markt. Der Wettbewerb auf unseren Strom- und Gasmärkten ist intensiver geworden. Immer mehr Kunden sind bereit, vom angestammten Anbieter zu einem Konkurrenten zu wechseln. Dabei orientieren sie sich in erster Linie am Preis. Unser Ziel sind zufriedene Kunden, die langfristig bei uns bleiben, weil sie von der Qualität und Preiswürdigkeit unserer Produktpalette überzeugt sind. Wie erfolgreich wir dabei sind, messen wir in Deutschland seit 2010 mithilfe eines Loyalitätsindex. Dieser stützt sich auf Befragungen von Privat- und Gewerbekunden, die wir mit Strom versorgen. Der Indexwert kann zwischen null und 100 Punkten liegen. Bei unter 70 Punkten stufen wir die Zufriedenheit als gering ein, bei Werten von 70 bis 79 als mittel und ab 80 Punkten als hoch. Im Berichtsjahr konnten wir uns von 71 Punkten (2010) auf 73 Punkte verbessern. Der aktuelle Wert entspricht dem Mindestziel, das wir uns für 2013 gesetzt haben.

(7) Demografischer Wandel. Aufgrund niedriger Geburtenraten – insbesondere in Deutschland – müssen wir frühzeitig die Weichen stellen, dass RWE langfristig auf genügend qualifizierte Mitarbeiter zurückgreifen kann. Dabei gilt es auch, Umbrüche in der Belegschaft und den Verlust von Know-how zu vermeiden, wenn personalstarke Jahrgänge in den Ruhestand gehen. Schon heute nutzen wir zahlreiche Möglichkeiten, um junge Talente für unser Unternehmen zu gewinnen, und schaffen ein Arbeitsumfeld, das ihren Erwartungen entspricht. Außerdem planen wir unseren Personalbedarf langfristig und ermitteln durch Analyse der im Konzern vertretenen Berufsgruppen, ob in einzelnen Aufgabenfeldern personelle Engpässe drohen. Als Analyseinstrument dient uns u.a. ein Demografie-Index, der die Altersstruktur im RWE-Konzern misst. Je höher der Indexwert, desto gleichmäßiger sind die Altersklassen in den Konzerngesellschaften vertreten. Der bestmögliche Wert ist 100. Im zurückliegenden Geschäftsjahr kamen wir auf 84 Punkte. Dieses Niveau wollen wir halten.

(8) Arbeitssicherheit und Gesundheitsmanagement. Unsere Mitarbeiter sollen so gesund nach Hause gehen, wie sie zur Arbeit gekommen sind. Um diesem Anspruch so gut wie möglich gerecht zu werden, arbeiten wir permanent daran, Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz zu verbessern. Mit den Maßnahmen unseres betrieblichen Gesundheitsmanagements wollen wir die Leistungsfähigkeit der Mitarbeiter erhalten. Beispielsweise haben wir 2011 die Initiative „Gelassen voRWEg gehen“ ins Leben gerufen. Wir wollen unseren Mitarbeitern damit helfen, Stress vorzubeugen und mit den Anforderungen, die sich aus Berufstätigkeit und Privatleben ergeben, besser zurechtzukommen. Dazu zählt auch die Unterstützung bei der Betreuung von Kindern und pflegebedürftigen Angehörigen. Ebenfalls 2011 haben wir eine deutschlandweite Kampagne mit dem Motto „Gesund bleiben: Von Herzen gern!“ zur Vorbeugung von Herz-Kreislauf-Erkrankungen gestartet.

Auch die Sicherheit der Arbeitsprozesse hat bei RWE hohen Stellenwert. Um sie weiter zu verbessern, haben wir Anfang 2008 die Kampagne „Sicher voRWEg" ins Leben gerufen, deren Schwerpunkt eine Schulung unserer Führungskräfte war. Dadurch und durch eine Vielzahl weiterer Maßnahmen ist unsere Arbeits- und Gesundheitsphilosophie in die Teams eingebracht worden und Teil der täglichen Routine geworden. Beleg für den Erfolg: Die Zahl der Unfälle, die mit einer Ausfallzeit unserer Mitarbeiter von mindestens einem Arbeitstag einhergehen, ist 2011 zum zehnten Mal in Folge gesunken. Sie lag bei 2,8 je eine Million geleisteter Arbeitsstunden. Bis 2013 wollen wir die Zahl auf höchstens 2,7 senken. Dieser Zielwert gilt einschließlich der Mitarbeiter von Fremdfirmen.

(9) Umweltschutz. Mit unseren Tagebauen, Förderanlagen, Kraftwerken und Netzen greifen wir in Natur und Landschaft ein. Daher gehört Umweltschutz seit jeher zum Geschäftsmodell von RWE. Die meisten unserer Maßnahmen sind gesetzlich und genehmigungsrechtlich vorgegeben und gelten daher als selbstverständlich. RWE-Gesellschaften haben im Berichtsjahr keine schwerwiegenden Verstöße gegen gesetzliche Auflagen melden müssen. Hier kommt uns unser konzernweites Umweltmanagementsystem zugute, das inzwischen 99 % aller Aktivitäten abdeckt. Damit liegen wir nur knapp unter dem Zielwert für 2013 von 100 %. Viele unserer Gesellschaften haben sich nach der internationalen Norm ISO 14001 zertifizieren lassen, die weltweit anerkannte Anforderungen an ein Umweltmanagementsystem festlegt. Der Anteil der zertifizierten Konzernaktivitäten lag Ende 2011 bei 42 %. Unsere Umweltschutzausgaben betrugen im Berichtsjahr 2.875 Mio. € und waren damit etwa so hoch wie 2010. Sie dienten zu über 60 % dem Klimaschutz; hierunter fallen insbesondere die Investitionen zur Modernisierung unseres Kraftwerksparks und zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Einen hohen Anteil an den Umweltschutzausgaben haben auch die Aufwendungen zur Luftreinhaltung, u.a. aus dem Betrieb von Rauchgas-Entschwefelungsanlagen. Die Aufwendungen für den Gewässerschutz fallen im Wesentlichen durch die Reinigung von Abwasser an.

Umweltschutzausgaben	Aufwendungen		Investitionen		Gesamt	
in Mio. €	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Luftreinhaltung	366	348	41	45	407	393
Natur- und Landschaftsschutz	71	73	22	18	93	91
Gewässerschutz	246	261	52	43	298	304
Abfallbeseitigung	207	162	1	1	208	163
Lärm	13	18	7	3	20	21
Altlasten, Bodenkontamination	3	4	1	1	4	5
Klimaschutz	232	172	1.613	1.714	1.845	1.886
Summe	**1.138**	**1.038**	**1.737**	**1.825**	**2.875**	**2.863**

(10) Gesellschaftliche Verantwortung. Als Energieversorger haben wir eine enge Bindung an unsere Standorte, die teilweise schon seit Jahrzehnten besteht. Wir sind dort verlässlicher Arbeit- und Auftraggeber und setzen uns für gesellschaftliche Belange ein. Unsere gemeinnützigen Aktivitäten haben wir in der RWE Stiftung gebündelt, die 2009 die Arbeit aufgenommen hat. Ausgestattet mit einem Grundkapital von 56 Mio. € fördert sie Kinder und Jugendliche auf den Gebieten Bildung, Kultur und soziale Integration. Im zurückliegenden Geschäftsjahr hat sie dafür 1,4 Mio. € eingesetzt. Darüber hinaus unterstützen wir mit der Initiative „RWE Companius" den tatkräftigen Einsatz von RWE-Mitarbeitern für soziale Zwecke. 2011 wurden über 1.900 Projekte mit insgesamt 2,3 Mio. € gefördert. All diese Maßnahmen kommen auch RWE zugute, denn sie steigern unsere Akzeptanz. Einmal im Jahr lassen wir von einem Meinungsforschungsinstitut erheben, wie die Öffentlichkeit in Deutschland RWE im Vergleich zu ihren großen Wettbewerbern wahrnimmt. Bei der jüngsten Umfrage wurde uns – wie schon 2010 – die höchste Reputation bescheinigt. Diese Position wollen wir halten.

RWE qualifiziert sich für renommierten Nachhaltigkeitsindex. Für unsere Strategie auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit und unseren hohen Grad an Transparenz haben wir 2011 erneut eine Auszeichnung erhalten. Im September sind wir für ein weiteres Jahr in den Dow Jones Sustainability Index (DJSI) aufgenommen worden – zum 13. Mal in Folge. Die Auswahl stützt sich auf ökonomische, ökologische und soziale Kriterien. RWE ist in den Indizes DJSI World und DJSI Europe vertreten. DJSI gilt als die weltweit wichtigste Indexgruppe für nachhaltige Unternehmensführung. Sie wird von Sustainable Asset Management (SAM) in Kooperation mit Dow Jones Indexes zusammengestellt und veröffentlicht. Wir sind eine der wenigen deutschen Gesellschaften, die ihr seit ihrem Start im Jahr 1999 ununterbrochen angehören.

Nachhaltigkeitsindikatoren spiegeln verantwortliches Handeln wider. Unser Erfolg auf dem Gebiet der Corporate Responsibility zeigt sich anhand einer Vielzahl von Indikatoren, und nicht nur jener, die für die Bemessung der Vorstandsvergütung herangezogen werden. In der folgenden Übersicht zeigen wir die Entwicklung einer Reihe von Kennzahlen, die wir für besonders aussagekräftig halten. Sie sind den Kategorien Umwelt, Gesellschaft und Unternehmensführung zugeordnet. Bei ihrer Auswahl haben wir uns an Empfehlungen der Deutschen Vereinigung für Finanzanalyse und Asset Management (DVFA) orientiert.

Bereich	Leistungsindikator		2011	2010	2009	2008
Umwelt	**RWE-eigene Anlagen**					
	NO_x-Emissionen[1]	g/kWh	0,60	0,58	0,67	0,67
	SO_2-Emissionen[1]	g/kWh	0,31	0,29	0,34	0,39
	Staubemissionen[1]	g/kWh	0,021	0,019	0,024	0,028
	Asche[1]	Tsd. t	7.843	7.740	7.429	6.406
	Gips[1]	Tsd. t	2.148	2.053	1.956	1.533
	Primärenergieverbrauch[2]	Mrd. kWh	390,6	403,0	368,2	396,0
	Wasserverbrauch[1,3]	m^3/MWh	1,62	1,41	1,70	1,49
	CO_2-Emissionen Scope 1[4]	Mio. t	143,4	144,9	135,9	147,4
	Spezifische CO_2-Emissionen	t/MWh	0,778	0,715	0,792	0,749
	Gesamte Anlagen[5]					
	CO_2-Emissionen Scope 1[4]	Mio. t	163,8	167,1	151,3	174,5
	CO_2-Emissionen Scope 2[6]	Mio. t	2,4	3,1	3,5	3,8
	CO_2-Emissionen Scope 3[7]	Mio. t	121,0	135,7	128,1	127,0
	Spezifische CO_2-Emissionen	t/MWh	0,787	0,732	0,796	0,768
	Investitionen des Unternehmensbereichs Erneuerbare Energien	Mio. €	891	709	733	1.102
	Anteil der erneuerbaren Energien an der Eigenerzeugung	%	4,3[8]	4,0	3,5	2,4
Gesellschaft	Mitarbeiter[9]		72.068	70.856	70.726	65.908
	Anteil der Frauen im Unternehmen	%	27,1	26,2	26,1	25,6
	Anteil der Frauen an den Führungskräften	%	11,3	10,8	9,0[10]	8,9
	Fluktuationsquote	%	10,1	8,3	8,7	8,8
	Trainingstage je Mitarbeiter (Deutschland)		4,6	4,7	4,8	4,6
	Gesundheitsquote	%	95,8	95,6	95,4	95,4
	Arbeits- und Dienstwegeunfälle	LTIF[11]	2,8	3,5	4,3	5,3
	Tödliche Arbeitsunfälle[12]		3	3	5	12
Unternehmensführung	Umsatzanteil des RWE-Konzerns in Ländern mit hohem oder sehr hohem Korruptionsrisiko[13]	%	12,4	12,0	12,7	12,9
	F&E-Aufwendungen	Mio. €	146	149	110	105

1 Angepasste Daten für 2009 (Einbeziehung von Niederlande/Belgien und Ungarn)
2 Angepasste Daten für 2009 (Einbeziehung von Niederlande/Belgien)
3 Wasserentnahme der Kraftwerke abzügl. Wasserrückführung in Flüsse und andere Oberflächengewässer; ohne Kraftwerke mit Meerwasserkühlung
4 Scope 1: direkte CO_2-Emissionen aus eigenen Quellen (Öl- und Gasförderung, Gastransport, Stromerzeugung)
5 Inkl. Kraftwerke, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können
6 Scope 2: indirekte CO_2-Emissionen durch den Transport und die Verteilung von konzernextern bezogenem Strom
7 Scope 3: indirekte CO_2-Emissionen, die nicht unter Scope 1 und Scope 2 fallen: Sie stammen aus der Erzeugung konzernextern bezogenen Stroms, dem Transport und der Verteilung in Stromnetzen Dritter, der Förderung und dem Transport von eingesetzten Brennstoffen sowie dem Verbrauch von Gas, das wir an Kunden verkauft haben.
8 Stromerzeugung aus Wind (4,1 TWh), Wasser (2,8 TWh), Biomasse (1,9 TWh)
9 Umgerechnet in Vollzeitstellen
10 Daten für 2009 ohne Essent
11 Lost Time Incident Frequency (Zahl der Unfälle je eine Million geleisteter Arbeitsstunden); ohne Mitarbeiter von Fremdfirmen
12 Inkl. Mitarbeiter von Fremdfirmen
13 Länder, die im Korruptionswahrnehmungsindex der Organisation Transparency International auf einer Skala von null bis zehn mit kleiner sechs eingestuft werden, wobei zehn für das geringste Korruptionsrisiko steht

3.0 VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernlagebericht 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 beschrieben sind.

Essen, 17. Februar 2012

Der Vorstand

Großmann

Terium

Birnbaum

Fitting

Pohlig

Schmitz

4.0 KONZERNABSCHLUSS

8,5 Mrd. €	EBITDA
5,8 Mrd. €	Betriebliches Ergebnis
7,1 Mrd. €	Investitionen
2,00 €	je Aktie (Dividendenvorschlag)

4.1 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG[1]

in Mio. €	(s. Anhang)	2011	2010
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	(1)	**51.686**	**53.320**
Erdgas-/Stromsteuer	(1)	2.533	2.598
Umsatzerlöse	(1)	**49.153**	**50.722**
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	2.151	1.495
Materialaufwand	(3)	33.928	33.176
Personalaufwand	(4)	5.170	4.873
Abschreibungen	(5)	3.404	3.213
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	4.673	4.448
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit		**4.129**	**6.507**
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7)	400	310
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	128	97
Finanzerträge	(8)	695	1.248
Finanzaufwendungen	(8)	2.328	3.184
Ergebnis vor Steuern		**3.024**	**4.978**
Ertragsteuern	(9)	854	1.376
Ergebnis		**2.170**	**3.602**
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		305	279
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		59	15
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		**1.806**	**3.308**
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	(28)	**3,35**	**6,20**

1 Angepasste Vorjahreszahlen

4.2 AUFSTELLUNG DER ERFASSTEN ERTRÄGE UND AUFWENDUNGEN[1]

in Mio. €	(s. Anhang)	2011	2010
Ergebnis		**2.170**	**3.602**
Unterschied aus der Währungsumrechnung		–344	218
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	(29)	–97	2
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(29)	–1.585	161
Anteiliges Other Comprehensive Income at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		–50	–34
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		–641	1
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		**–2.717**	**348**
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		**–547**	**3.950**
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		(–823)	(3.671)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		(59)	(15)
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		(217)	(264)

1 Beträge nach Steuern

4.3 BILANZ

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.11	31.12.10
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	16.946	17.350
Sachanlagen	(11)	34.847	32.237
Investment Property	(12)	136	162
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(13)	4.113	3.694
Übrige Finanzanlagen	(14)	836	750
Finanzforderungen	(15)	1.928	1.042
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	2.041	2.213
Ertragsteueransprüche		71	626
Latente Steuern	(17)	2.621	2.391
		63.539	**60.465**
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	(18)	3.342	3.293
Finanzforderungen	(15)	2.171	2.746
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	(19)	7.468	9.485
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	8.934	10.484
Ertragsteueransprüche		198	543
Wertpapiere	(20)	4.995	3.196
Flüssige Mittel	(21)	2.009	2.476
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte			389
		29.117	**32.612**
		92.656	**93.077**

Passiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.11	31.12.10
Eigenkapital	(22)		
Anteile der Aktionäre der RWE AG		13.979	14.574
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		1.759	1.759
Anteile anderer Gesellschafter		1.344	1.084
		17.082	**17.417**
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	(24)	23.829	23.485
Finanzverbindlichkeiten	(25)	15.428	15.908
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	3.438	3.584
Latente Steuern	(17)	1.696	2.185
		44.391	**45.162**
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	(24)	5.327	5.572
Finanzverbindlichkeiten	(25)	6.495	3.902
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	(26)	7.886	8.415
Ertragsteuerverbindlichkeiten		144	90
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	11.331	12.376
Zur Veräußerung bestimmte Schulden			143
		31.183	**30.498**
		92.656	**93.077**

4.4 KAPITALFLUSSRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang, 32)	2011	2010
Ergebnis		2.170	3.602
Abschreibungen/Zuschreibungen		3.443	3.184
Veränderung der Rückstellungen		87	338
Veränderung der latenten Steuern		224	–680
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		–364	–165
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen		386	1.570
Veränderung des Nettoumlaufvermögens		–436	–2.349
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		**5.510**	**5.500**
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen/Investment Property			
Investitionen		–6.353	–6.379
Einnahmen aus Anlagenabgängen		313	176
Akquisitionen, Beteiligungen			
Investitionen		–625	–258
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen		779	220
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		–1.880	–442
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit		**–7.766**	**–6.683**
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		2.141	27
Aufnahme von Hybridkapital[1]			1.738
Dividenden/Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		–2.301	–2.198
Aufnahme von Finanzschulden[2]		8.955	3.485
Tilgung von Finanzschulden		–7.053	–2.414
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		**1.742**	**638**
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		–514	–545
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		–12	6
Veränderung der flüssigen Mittel		**–526**[3]	**–539**
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		2.535	3.074
Davon als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte" ausgewiesen		–59	
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		2.476	
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums		**2.009**	**2.535**
Davon als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte" ausgewiesen			–59
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		**2.009**	**2.476**

1 Umfasst gemäß IFRS als Eigenkapital zu klassifizierendes Hybridkapital
2 Einschließlich gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen
3 Davon –59 Mio. € Veränderung aufgrund der zum 31. Dezember 2010 als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte" ausgewiesenen flüssigen Mittel

4.5 VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS

Veränderung des Eigenkapitals in Mio. € (s. Anhang, 22)	Gezeichnetes Kapital der RWE AG	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**
					Unterschied aus der Währungsumrechnung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten					
						Zur Veräußerung verfügbar	In Sicherungsbeziehung				
Stand: 01.01.10	**1.440**	**1.158**	**11.537**	**–2.272**	**227**	**129**	**573**	**12.792**		**925**	**13.717**
Kapitaleinzahlung									1.738	21	1.759
Dividendenzahlungen[1]			–1.867					–1.867		–160	–2.027
Ergebnis			3.308					3.308	15	279	3.602
Other Comprehensive Income			14		218	–30	161	363		–15	348
Total Comprehensive Income			3.322		218	–30	161	3.671	15	264	3.950
Übrige Veränderungen			–22					–22	6	34	18
Stand: 31.12.10	**1.440**	**1.158**	**12.970**	**–2.272**	**445**	**99**	**734**	**14.574**	**1.759**	**1.084**	**17.417**
Kapitaleinzahlung	134	1.227						1.361		22	1.383
Veräußerung eigener Aktien			–1.512	2.248				736			736
Dividendenzahlungen[1]			–1.867					–1.867	–81	–285	–2.233
Ergebnis			1.806					1.806	59	305	2.170
Other Comprehensive Income			–640		–268	–136	–1.585	–2.629		–88	–2.717
Total Comprehensive Income			1.166		–268	–136	–1.585	–823	59	217	–547
Übrige Veränderungen			–2					–2	22	306	326
Stand: 31.12.11	**1.574**	**2.385**	**10.755**	**–24**	**177**	**–37**	**–851**	**13.979**	**1.759**	**1.344**	**17.082**

1 Nach Umgliederung von Minderheitenanteilen in die übrigen Verbindlichkeiten gemäß IAS 32

4.6 ANHANG

Allgemeine Grundlagen

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

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2011 ist am 17. Februar 2012 vom Vorstand der RWE AG zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften. Die Vorjahreszahlen sind nach denselben Grundsätzen ermittelt worden.

Neben der Gewinn- und Verlustrechnung, der Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen sowie der Bilanz und der Kapitalflussrechnung wird die Veränderung des Eigenkapitals gezeigt. Die Anhangangaben enthalten zudem eine Segmentberichterstattung.

Zum Zwecke einer klareren Darstellung sind verschiedene Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst worden. Im Anhang werden diese Posten gesondert ausgewiesen und erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren gegliedert.

Der Konzernabschluss wird in Euro aufgestellt. Alle Beträge sind – soweit nicht anders angegeben – in Millionen Euro (Mio. €) ausgewiesen. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen auftreten.

Der vorliegende Abschluss bezieht sich auf das Geschäftsjahr 2011 (1. Januar bis 31. Dezember).

Aufstellung, Vollständigkeit und Richtigkeit des Konzernabschlusses sowie des – mit dem Lagebericht der RWE AG zusammengefassten – Konzernlageberichts liegen in der Verantwortung des Vorstands der RWE AG.

Durch interne Kontrollsysteme, den Einsatz konzernweit einheitlicher Richtlinien und Maßnahmen zur Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter gewährleisten wir die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und der konzerninternen Richtlinien sowie die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit der Kontrollsysteme werden kontinuierlich konzernweit geprüft.

Das Risikomanagementsystem des Konzerns ist entsprechend den Anforderungen des „Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich" (KonTraG) darauf ausgerichtet, dass der Vorstand Risiken frühzeitig erkennen und bei Bedarf Gegenmaßnahmen ergreifen kann.

Der Konzernabschluss, der zusammengefasste Lagebericht und der Prüfungsbericht werden in Anwesenheit des Abschlussprüfers im Prüfungsausschuss und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats eingehend erörtert. Aus dem Bericht des Aufsichtsrats (siehe Seite 102 ff.) geht das Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat hervor.

Konsolidierungskreis

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

Anteile an Tochterunternehmen, an Gemeinschaftsunternehmen oder an assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nach IAS 39 bilanziert.

Der Anteilsbesitz des Konzerns gemäß § 313 Abs. 2 HGB wird auf Seite 196 ff. dargestellt.

Im Berichtsjahr wurden 17 Gesellschaften in Deutschland und 14 außerhalb Deutschlands erstmals konsolidiert. Aus dem Konsolidierungskreis ausgeschieden sind 33 Gesellschaften, davon fünf in Deutschland; 30 wurden verschmolzen, davon 18 in Deutschland. Ferner wurden sechs assoziierte Unternehmen erstmals at-Equity-bilanziert, davon vier in Deutschland. Von den im Vorjahr at-Equity-bilanzierten Beteiligungen wurden vier veräußert, davon eine in Deutschland; zwei Gesellschaften wurden in den Konzernabschluss einbezogen, davon eine in Deutschland. Erst- und Entkonsolidierungen werden grundsätzlich zum Zeitpunkt des Übergangs der Beherrschung vorgenommen.

Konsolidierungskreis	Inland 31.12.11	Ausland 31.12.11	Gesamt 31.12.11	Gesamt 31.12.10
Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen	198	215	413	445
Anzahl der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	71	50	121	121

Unternehmenserwerbe

Folgende Unternehmenszusammenschlüsse sind zu erwähnen:

Im Rahmen der Essent-Akquisition im Jahr 2009 hatten wir uns vorbehaltlich bestimmter Voraussetzungen gegenüber den bisherigen Eigentümern zur Übernahme der Anteile (Put-Option) an der Energy Resources Holding B.V. (ERH), 's-Hertogenbosch, Niederlande, sowie zur Zahlung einer bedingten Gegenleistung für den Essent-Erwerb verpflichtet. Am 30. September 2011 hat RWE nunmehr 100 % des stimmberechtigten Eigenkapitals der ERH erworben, die eine 30 %-Beteiligung an der Kraftwerksgesellschaft EPZ, Borssele, Niederlande, hält.

Im Rahmen des Erwerbs der ERH wurden Zahlungen in Höhe von insgesamt 754 Mio. € geleistet. Hierdurch wurden die bedingte Kaufpreisverbindlichkeit in Höhe von 132 Mio. € sowie die Put-Option in Höhe von 193 Mio. € beglichen. Die Anschaffungskosten der Anteile an der ERH betrugen 429 Mio. €. Folgende Vermögenswerte und Schulden wurden übernommen:

Bilanzposten in Mio. € (vorläufige Werte)	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
Langfristige Vermögenswerte	364
Kurzfristige Vermögenswerte	144
Langfristige Schulden	70
Kurzfristige Schulden	7
Nettovermögen	**431**
Anschaffungskosten	429
Negativer Unterschiedsbetrag	**2**

Der beizulegende Zeitwert der in den kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen belief sich auf 42 Mio. €.

Seit der erstmaligen Konsolidierung hat die ERH-Gruppe 4 Mio. € zum Umsatz und –3 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

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

Durch vertragliche Vereinbarung vom 10. Januar 2011 hat RWE die Beherrschung über die NVV AG (NVV, ab 2012 NEW AG), Mönchengladbach, erlangt, die bisher nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss einbezogen wurde. Die übernommenen Vermögenswerte und Schulden sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Bilanzposten in Mio. €	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
Langfristige Vermögenswerte	639
Kurzfristige Vermögenswerte	335
Langfristige Schulden	307
Kurzfristige Schulden	319
Nettovermögen	**348**
Anteile anderer Gesellschafter	–204
Anschaffungskosten (nicht zahlungswirksam)	179
Geschäfts- oder Firmenwert	**35**

Der beizulegende Zeitwert der Altanteile betrug 137 Mio. €. Aus der Erstkonsolidierung der Altanteile resultierte ein Ertrag in Höhe von 42 Mio. €, der in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen wird.

Der beizulegende Zeitwert der in den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen belief sich auf 250 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 834 Mio. € zum Umsatz und 31 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Die Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses wurde zum 31. Dezember 2011 abschließend festgestellt.

Wären alle Unternehmenszusammenschlüsse des Berichtszeitraums bereits zum 1. Januar 2011 erfolgt, würde das Ergebnis des Konzerns 2.188 Mio. € und der Konzernumsatz 49.170 Mio. € betragen.

Veräußerungen

Im Juli 2011 hat die RWE AG eine Vereinbarung über den Verkauf eines Anteils von 74,9 % an der Amprion GmbH getroffen. Käufer ist ein Konsortium überwiegend deutscher institutioneller Finanzinvestoren unter Führung der Commerz Real AG, einer Tochter der Commerzbank AG.

Der Verkauf der bisher unter „Sonstige, Konsolidierung“ ausgewiesenen Mehrheitsbeteiligung wurde im Geschäftsjahr 2011 abgeschlossen und die Gesellschaft entkonsolidiert. Der Ausweis der verbleibenden Beteiligung der RWE AG an der Amprion GmbH in Höhe von 25,1 % erfolgt als at-Equity-bilanzierte Beteiligung. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 65 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Vom Entkonsolidierungsgewinn entfielen 7 Mio. € auf den Ansatz der verbleibenden at-Equity-bilanzierten Beteiligung in Höhe von 25,1 % zum beizulegenden Zeitwert.

Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Schulden (Assets and Liabilities held for sale)

Im Dezember 2010 hat RWE einen Vertrag über den Verkauf des 100 %-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 in Mio. €	31.12.10
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 wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen.

Die im Rahmen von Unternehmenstransaktionen erzielten Kaufpreise summierten sich auf 1.216 Mio. € (Vorjahr: 227 Mio. €); sie wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet.

Aus Änderungen des Konsolidierungskreises sind langfristige Vermögenswerte (inkl. latenter Steuern) von 355 Mio. €, kurzfristige Vermögenswerte (ohne flüssige Mittel) von 1.235 Mio. € und flüssige Mittel von 258 Mio. € abgegangen; die lang- und kurzfristigen Schulden haben sich um 1.553 Mio. € vermindert.

Die Einflüsse von Änderungen des Konsolidierungskreises sind – soweit von besonderer Bedeutung – im Anhang vermerkt.

Konsolidierungsgrundsätze

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Tochterunternehmen, deren Geschäftsjahr nicht am Konzernabschluss-Stichtag (31. Dezember) endet, stellen grundsätzlich zu diesem Termin einen Zwischenabschluss auf.

Unternehmenszusammenschlüsse werden nach der Erwerbsmethode bilanziert. Das heißt, bei der Kapitalkonsolidierung wird der Kaufpreis zuzüglich des Betrags der Minderheitenanteile mit dem neu bewerteten Nettovermögen der erworbenen Tochterunternehmen zum Erwerbszeitpunkt verrechnet. Dabei können Minderheitenanteile entweder mit dem entsprechenden Anteil des identifizierbaren Nettovermögens oder mit ihrem beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Die ansatzfähigen Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden der Tochterunternehmen werden – unabhängig von der Höhe des Minderheitenanteils – mit ihren vollen beizulegenden Zeitwerten angesetzt. Immaterielle Vermögenswerte sind gesondert vom Geschäfts- oder Firmenwert zu bilanzieren, wenn sie vom Unternehmen abtrennbar sind oder aus einem vertraglichen oder anderen Recht resultieren. Bei der Kaufpreisallokation werden gemäß IFRS 3 Restrukturierungsrückstellungen nicht neu gebildet. Übersteigt der Kaufpreis das neu bewertete anteilige Nettovermögen der erworbenen Tochtergesellschaft, wird der Unterschiedsbetrag als Geschäfts- oder Firmenwert aktiviert. Liegt der Kaufpreis darunter, wird der Unterschiedsbetrag erfolgswirksam aufgelöst.

Aktivierte Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben, sondern einmal im Jahr sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) unterzogen. Im Falle einer Entkonsolidierung werden die Restbuchwerte der aktivierten Geschäfts- oder Firmenwerte bei der Berechnung des Veräußerungserfolgs berücksichtigt. Änderungen im Anteilsbesitz, bei denen die Beherrschungsmöglichkeit gegenüber dem Tochterunternehmen fortbesteht, werden ergebnisneutral erfasst. Bei Anteilsreduzierungen, die zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus führen, werden die verbleibenden Anteile erfolgswirksam neu bewertet.

Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den konsolidierten Unternehmen werden eliminiert. Zwischenergebnisse werden herausgerechnet.

Bei at-Equity-bilanzierten Beteiligungen werden Geschäfts- oder Firmenwerte nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung erfasst. Im Übrigen gelten auch hier die oben beschriebenen Konsolidierungsgrundsätze. Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben. Falls außerplanmäßige Abschreibungen des Equity-Wertes erforderlich werden, weisen wir diese im Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen aus. Die Abschlüsse der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

Währungsumrechnung

Die Gesellschaften bewerten in ihren Einzelabschlüssen nicht monetäre Posten in fremder Währung zum Bilanzstichtag mit dem Wechselkurs, der am Tag der Erstverbuchung galt. Monetäre Posten werden mit dem Kurs am Bilanzstichtag umgerechnet. Bis zum Bilanzstichtag eingetretene Kursgewinne und -verluste aus der Bewertung von monetären Bilanzposten in fremder Währung werden ergebniswirksam in den sonstigen betrieblichen Erträgen oder Aufwendungen berücksichtigt.

Als Umrechnungsverfahren für Abschlüsse von Gesellschaften außerhalb des Euroraumes wird die funktionale Währungsumrechnung angewendet. Da die in den Konzernabschluss einbezogenen wesentlichen Auslandsgesellschaften ihr Geschäft selbstständig in ihrer Landeswährung betreiben, werden ihre Bilanzposten im Konzernabschluss zu Tagesmittelkursen am Bilanzstichtag in Euro umgerechnet. Dies gilt auch für die Geschäfts- oder Firmenwerte, die als Vermögenswerte der wirtschaftlich selbstständigen ausländischen Teileinheiten betrachtet werden. Differenzen gegenüber der Vorjahresumrechnung weisen wir als erfolgsneutrale Veränderung im Other Comprehensive Income aus. Aufwands- und Ertragsposten werden mit Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Bei der Umrechnung der Eigenkapitalfortschreibung ausländischer Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, gehen wir entsprechend vor.

Für die Währungsumrechnung wurden u.a. folgende Wechselkurse zugrunde gelegt:

Wechselkurse	Durchschnitt		Stichtag	
in €	2011	2010	31.12.11	31.12.10
1 US-Dollar	0,71	0,76	0,77	0,75
1 Pfund Sterling	1,15	1,17	1,20	1,16
100 tschechische Kronen	4,07	3,96	3,88	3,99
100 ungarische Forint	0,36	0,36	0,32	0,36
1 polnischer Zloty	0,24	0,25	0,22	0,25

Rechnungslegungsmethoden

Immaterielle Vermögenswerte werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Sämtliche immateriellen Vermögenswerte mit Ausnahme von Geschäfts- oder Firmenwerten weisen eine bestimmbare Nutzungsdauer auf und werden planmäßig linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft.

Software für kaufmännische und technische Anwendungen wird über drei bis fünf Jahre abgeschrieben. Die Summe der zum Betrieb einer Kraftwerksanlage erforderlichen Genehmigungen wird als Operating Right bzw. Nutzungs- und Betriebskonzession bezeichnet. Operating Rights werden grundsätzlich über die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Kraftwerksanlage linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauer von Wegenutzungsverträgen im Strom- und Gasbereich sowie von sonstigen Nutzungsrechten beträgt bis zu 20 Jahre. Konzessionen im Wasserbereich laufen i.d.R. über einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren. Aktivierte Kundenbeziehungen werden über maximal zehn Jahre abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft.

Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben, sondern einmal im Jahr sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) unterzogen.

Entwicklungsausgaben werden aktiviert, wenn ein neu entwickeltes Produkt oder Verfahren eindeutig abgegrenzt werden kann, technisch realisierbar ist und entweder die eigene Nutzung oder die Vermarktung vorgesehen ist. Weiterhin setzt die Aktivierung voraus, dass den Entwicklungsausgaben mit hinreichender Wahrscheinlichkeit künftige Finanzmittelzuflüsse gegenüberstehen. Aktivierte Entwicklungsausgaben werden planmäßig über den erwarteten Zeitraum des Verkaufs der Produkte abgeschrieben. Forschungsausgaben werden in der Periode ihrer Entstehung als Aufwand erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag des Vermögenswertes den Buchwert unterschreitet. Eine gesonderte Regelung gilt für den Fall, dass der Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ist. Letztere ist definiert als die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten, die Mittelzuflüsse erzeugen; dabei müssen die Mittelzuflüsse weitestgehend unabhängig von denen anderer Vermögenswerte oder anderer Gruppen von Vermögenswerten sein. Ist ein immaterieller Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit, wird die Abschreibung auf der Basis des erzielbaren Betrags der Einheit ermittelt. Wurde einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ein Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet und übersteigt ihr Buchwert den erzielbaren Betrag, so wird zunächst der Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe des Differenzbetrags außerplanmäßig abgeschrieben. Ein darüber hinausgehender Abwertungsbedarf wird durch anteilige Reduzierung der Buchwerte der übrigen Vermögenswerte der Zahlungsmittel generierenden Einheit berücksichtigt. Wenn der Grund für eine früher vorgenommene außerplanmäßige Abschreibung entfallen ist, werden die immateriellen Vermögenswerte zugeschrieben. Allerdings darf der durch Zuschreibung erhöhte Buchwert nicht die fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten übersteigen. Bei Geschäfts- oder Firmenwerten werden keine Zuschreibungen vorgenommen.

Sachanlagen werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Fremdkapitalkosten werden als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert, wenn sie unmittelbar dem Erwerb oder der Herstellung eines „qualifizierten Vermögenswertes“ zugeordnet werden können, bei dem ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchs- oder verkaufsfähigen Zustand zu versetzen. Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten ggf. auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen. Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Die Bilanzierung von Explorationsbohrungen zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten folgt der Successful-Efforts-Methode. Das heißt, Explorationsausgaben werden nur dann aktiviert, wenn sie erfolgreich waren – also insbesondere zur Entdeckung von Rohöl- oder Gasvorkommen geführt haben. Ausgaben für Seismik und Geologie werden als Aufwand erfasst. Entsprechend der Unit-of-Production-Methode schreiben wir die aktivierten Explorationsausgaben noch nicht in der Explorationsphase ab, sondern erst ab Produktionsbeginn. Werthaltigkeitstests werden durchgeführt, sobald Tatsachen und Indizien darauf hindeuten, dass der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt.

Sachanlagen werden – mit Ausnahme von Grund und Boden sowie grundstücksgleichen Rechten – grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf eher entspricht. Für planmäßige Abschreibungen unserer typischen Anlagen legen wir die folgenden konzerneinheitlichen Nutzungsdauern zugrunde:

Nutzungsdauer in Jahren	
Gebäude	12 – 75
Technische Anlagen	
Thermische Kraftwerke	10 – 43
Windkraftanlagen	bis zu 20
Stromnetze	20 – 45
Wasserleitungsnetze	20 – 80
Gas- und Wasserspeicher	15 – 60
Gasverteilungsanlagen	15 – 40
Anlagen im Bergbau	3 – 25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	33 – 35
Bohrungen Upstream Gas & Öl	bis zu 27

Im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Sachanlagen werden mit dem beizulegenden Zeitwert oder mit dem Barwert der Mindestleasingraten aktiviert, je nachdem, welcher Wert niedriger ist. Sie werden linear über die voraussichtliche Nutzungsdauer oder über die kürzere Vertragslaufzeit abgeschrieben.

Die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung von Sachanlagen folgt den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

Investment Property (als Finanzinvestition gehaltene Immobilien) umfasst alle Immobilien, die zur Erzielung von Mieteinnahmen oder langfristigen Wertsteigerungen gehalten und weder in der Produktion noch für Verwaltungszwecke eingesetzt werden. Es wird zu fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet. Bei der erstmaligen Bewertung sind auch Transaktionskosten einzubeziehen. Abnutzbares Investment Property wird über eine Laufzeit von 12 bis 50 Jahren linear abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert des Investment Property ist im Anhang angegeben. Er wird nach international anerkannten Bewertungsmethoden, z.B. der Discounted-Cash-Flow-Methode, ermittelt oder aus den aktuellen Marktpreisen vergleichbarer Immobilien abgeleitet.

Auch bei Investment Property folgt die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

At-Equity-bilanzierte Beteiligungen werden zunächst mit den Anschaffungskosten und in den Folgeperioden mit dem fortgeschriebenen anteiligen Nettovermögen bilanziert. Dabei werden die Buchwerte jährlich um die anteiligen Ergebnisse, die Ausschüttungen und alle weiteren Eigenkapitalveränderungen erhöht bzw. vermindert. Geschäfts- oder Firmenwerte sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung enthalten. Eine planmäßige Abschreibung der Geschäfts- oder Firmenwerte findet nicht statt. Nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligungen werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet.

Die unter den **übrigen Finanzanlagen** ausgewiesenen Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und an nicht nach der Equity-Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen/Gemeinschaftsunternehmen sowie die übrigen Beteiligungen und die langfristigen Wertpapiere gehören der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an. In diese Kategorie fallen Finanzinstrumente, die keine Kredite und Forderungen oder bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen darstellen und die nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Sie werden sowohl bei der Erstbilanzierung als auch in den Folgeperioden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, sofern dieser verlässlich ermittelbar ist. Die Erstbewertung findet am Erfüllungstag statt; unrealisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern im Other Comprehensive Income erfasst. Bei Veräußerung der Finanzinstrumente wird der Gewinn oder Verlust erfolgswirksam. Liegen wesentliche objektive Anzeichen für eine Wertminderung eines Vermögenswertes vor, wird dieser erfolgswirksam abgeschrieben. Befindet sich ein Schuldner in finanziellen Schwierigkeiten oder ist er mit den Zins- und Tilgungszahlungen in Verzug, kann dies ein Hinweis auf eine Wertminderung des betreffenden finanziellen Vermögenswertes sein. Gleiches gilt, wenn es für den finanziellen Vermögenswert keinen aktiven Markt mehr gibt.

Die Forderungen umfassen die **Finanzforderungen,** die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** sowie **sonstige Forderungen. Forderungen und sonstige Vermögenswerte** werden, bis auf derivative Finanzinstrumente, mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Erforderliche Wertberichtigungen orientieren sich am tatsächlichen Ausfallrisiko. Gemäß konzerninternen Vorgaben werden die Wertansätze bei Forderungen grundsätzlich über ein Wertberichtigungskonto korrigiert. In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen von Versorgungsbetrieben sind erhaltene Abschlagszahlungen auf den abgegrenzten, noch nicht abgelesenen Verbrauch unserer Kunden verrechnet.

Die unter den Finanzforderungen ausgewiesenen Ausleihungen sind mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Marktüblich verzinsliche Ausleihungen werden zum Nominalwert bilanziert, zinslose oder niedrig verzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes.

CO_2-Emissionsrechte werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert und unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sowohl entgeltlich erworbene als auch frei zugeteilte Rechte werden zu Anschaffungskosten bewertet; eine planmäßige Abschreibung findet nicht statt.

Latente Steuern resultieren aus temporären Unterschieden zwischen IFRS- und Steuerbilanzen der Einzelgesellschaften sowie aus Konsolidierungsvorgängen. Die aktiven latenten Steuern umfassen auch Steuerminderungsansprüche, die sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren ergeben. Latente Steuern sind dann zu aktivieren, wenn damit verbundene wirtschaftliche Vorteile mit hinreichender Sicherheit genutzt werden können. Ihre Höhe richtet sich nach den Steuersätzen, die im betreffenden Land zum Realisationszeitpunkt gelten bzw. voraussichtlich gelten werden. Maßgeblich sind die am Bilanzstichtag gültigen bzw. verabschiedeten steuerlichen Vorschriften. Für die Berechnung der latenten Steuern in Deutschland wird wie im Vorjahr ein Steuersatz von 31,2 % herangezogen. Er ergibt sich aus dem geltenden Körperschaftsteuersatz von 15 %, dem Solidaritätszuschlag von 5,5 % und dem konzerndurchschnittlichen Gewerbeertragsteuersatz. Aktive und passive latente Steuern werden je Gesellschaft bzw. Organkreis saldiert.

Vorräte sind Vermögenswerte, die zum Verkauf im normalen Geschäftsgang gehalten werden (fertige Erzeugnisse und Waren), die sich in der Herstellung befinden (unfertige Erzeugnisse und Leistungen) oder die bei der Herstellung von Produkten oder der Erbringung von Dienstleistungen verbraucht werden (Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe einschließlich Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus).

Sofern die Vorräte nicht hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden sie zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten oder zu niedrigeren Nettoveräußerungswerten angesetzt. Die Herstellungskosten entsprechen den produktionsorientierten Vollkosten; sie werden auf der Grundlage einer normalen Kapazitätsauslastung ermittelt und enthalten neben den direkt zurechenbaren Kosten auch angemessene Teile der notwendigen Material- und Fertigungsgemeinkosten. Fertigungsbedingte Abschreibungen sind ebenfalls berücksichtigt. Fremdkapitalkosten werden dagegen nicht als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Für die Bewertung werden i.d.R. Durchschnittswerte herangezogen. Der Abraumverbrauch des Braunkohlebergbaus wird nach dem Fifo-Verfahren (first in – first out) ermittelt.

Soweit bei früher abgewerteten Vorräten der Nettoveräußerungswert gestiegen ist, wird die Wertaufholung als Minderung des Materialaufwands erfasst.

Kernbrennelemente werden mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Die Abschreibungen werden arbeitsabhängig nach dem Verbrauch und leistungsabhängig nach der Nutzungsdauer des Reaktors ermittelt.

Vorräte, die hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden mit dem Nettoveräußerungswert abzüglich der Vertriebsaufwendungen bilanziert. Wertänderungen werden erfolgswirksam erfasst.

Zu den als kurzfristig ausgewiesenen **Wertpapieren** zählen im Wesentlichen die Wertpapiere in den Spezialfonds sowie festverzinsliche Titel, die beim Erwerb eine Restlaufzeit von mehr als drei Monaten und weniger als einem Jahr haben. Die Wertpapiere gehören ausnahmslos der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an und werden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Erstbewertung werden Transaktionskosten berücksichtigt, die direkt dem Erwerb des Wertpapiers zuzurechnen sind; die Erstbewertung erfolgt zum Erfüllungstag. Unrealisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern erfolgsneutral im Other Comprehensive Income erfasst. Liegen wesentliche objektive Hinweise für eine Wertminderung vor, wird erfolgswirksam abgeschrieben. Erfolgswirksam sind auch die Ergebnisse aus der Veräußerung von Wertpapieren.

Finanzielle Vermögenswerte werden ausgebucht, wenn die vertraglichen Rechte auf Zahlungsmittelzuflüsse aus dem Vermögenswert auslaufen oder wenn der finanzielle Vermögenswert übertragen wird. Letzteres ist dann der Fall, wenn alle wesentlichen Chancen und Risiken, die mit dem Eigentum an dem Vermögenswert verbunden sind, übertragen werden oder die Verfügungsmacht über den Vermögenswert abgegeben wird.

Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Als **„Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“** sind Vermögenswerte ausgewiesen, die in ihrem gegenwärtigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Dabei kann es sich um einzelne langfristige Vermögenswerte, um Gruppen von Vermögenswerten (Veräußerungsgruppen) oder um Geschäftsbereiche (nicht fortgeführte

Aktivitäten bzw. Discontinued Operations) handeln. Schulden, die zusammen mit Vermögenswerten in einer Transaktion abgegeben werden sollen, sind Bestandteil einer Veräußerungsgruppe oder nicht fortgeführten Aktivität und werden als **„Zur Veräußerung bestimmte Schulden"** gesondert ausgewiesen.

Zur Veräußerung bestimmte langfristige Vermögenswerte werden nicht mehr planmäßig abgeschrieben. Sie werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten angesetzt, sofern dieser Betrag niedriger ist als der Buchwert.

Gewinne oder Verluste aus der Bewertung einzelner zur Veräußerung bestimmter Vermögenswerte und von Veräußerungsgruppen werden bis zur endgültigen Veräußerung im Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen.

Die konzernweiten Aktienoptionsprogramme werden als **aktienbasierte Vergütungen** mit Barausgleich bilanziert. Zum Bilanzstichtag wird eine Rückstellung in Höhe des zeitanteiligen beizulegenden Zeitwertes der Zahlungsverpflichtung gebildet. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes werden erfolgswirksam erfasst. Der beizulegende Zeitwert der Optionen wird mithilfe anerkannter finanzwirtschaftlicher Modelle bestimmt.

Rückstellungen werden für sämtliche am Bilanzstichtag gegenüber Dritten bestehenden rechtlichen oder faktischen Verpflichtungen gebildet, die darauf beruhen, dass vergangene Ereignisse wahrscheinlich zu einem Ressourcenabfluss führen werden, und deren Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Wenn die zu bewertende Rückstellung eine große Anzahl von Positionen umfasst, wird die Verpflichtung durch Gewichtung aller möglichen Ergebnisse mit ihren jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten geschätzt (Erwartungswertmethode).

Alle langfristigen Rückstellungen werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten voraussichtlichen Erfüllungsbetrag bilanziert. Bei der Ermittlung dieses Betrags sind auch die bis zum Erfüllungszeitpunkt voraussichtlich eintretenden Kostensteigerungen zu berücksichtigen.

Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten ggf. auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen, für die Stilllegungs-, Rekultivierungs- und ähnliche Rückstellungen gebildet werden. Sollten Änderungen des Zinssatzes oder Änderungen der Schätzungen bezüglich des zeitlichen Anfalls oder der Höhe der Auszahlungen zu Änderungen der Rückstellungen führen, wird in gleicher Höhe der Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes angepasst. Überschreitet eine Verminderung den Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes, ist der überschießende Betrag direkt erfolgswirksam zu erfassen.

Rückstellungen werden grundsätzlich gegen den Aufwandsposten aufgelöst, gegen den sie gebildet wurden.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden für leistungsorientierte Versorgungspläne gebildet. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen des Unternehmens aus Anwartschaften und laufenden Leistungen an berechtigte aktive und ehemalige Mitarbeiter sowie deren Hinterbliebene. Die Verpflichtungen beziehen sich insbesondere auf Ruhegelder. Die individuellen Zusagen richten sich i.d.R. nach der Dauer der Betriebszugehörigkeit und der Vergütung der Mitarbeiter.

Bei der Bewertung von Rückstellungen für leistungsorientierte Versorgungspläne wird der versicherungsmathematische Barwert der jeweiligen Verpflichtung zugrunde gelegt. Dieser wird mithilfe der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected-Unit-Credit-Methode) ermittelt. Bei diesem Anwartschaftsbarwertverfahren werden nicht nur die am Stichtag bekannten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch erwartete künftige Steigerungen von Gehältern und Renten berücksichtigt. Die Berechnung stützt sich auf versicherungsmathematische Gutachten unter Berücksichtigung biometrischer Daten (für Deutschland insbesondere die Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck). Die Rückstellung ergibt sich aus dem Saldo des versicherungsmathematischen Barwertes der Verpflichtung und dem beizulegenden Zeitwert des zur Deckung der Pensionsverpflichtung gebildeten Planvermögens. Der Dienstzeitaufwand ist im Personalaufwand enthalten. Der Zinsaufwand und die erwarteten Erträge aus dem Planvermögen gehen in das Finanzergebnis ein.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste werden vollständig in dem Geschäftsjahr erfasst, in dem sie anfallen. Sie werden als Bestandteil des Other Comprehensive Income außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung in der Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen ausgewiesen und unmittelbar in die Gewinnrücklagen gebucht. Auch in den Folgeperioden werden sie nicht mehr erfolgswirksam.

Bei beitragsorientierten Versorgungsplänen geht das Unternehmen über die Entrichtung von Beitragszahlungen an zweckgebundene Fonds hinaus keine weiteren Verpflichtungen ein. Die Beitragszahlungen werden im Personalaufwand ausgewiesen.

Die Entsorgungsrückstellungen im Kernenergiebereich basieren auf öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen, insbesondere dem

Atomgesetz, sowie auf Auflagen, die in den Betriebsgenehmigungen festgeschrieben sind. Ihrer Bewertung liegen Schätzungen zugrunde, die zum einen auf konkretisierenden Verträgen, zum anderen auf Angaben interner und externer Experten und Fachgutachter sowie des Bundesamtes für Strahlenschutz (BfS) beruhen.

Die am Bilanzstichtag bestehenden und bei Bilanzaufstellung erkennbaren Verpflichtungen zur Wiedernutzbarmachung von Flächen sowie aus verursachten oder bereits eingetretenen Bergschäden werden durch bergbaubedingte Rückstellungen berücksichtigt. Die Rückstellungen sind aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen zu bilden, die auf entsprechenden gesetzlichen Regelungen wie dem Bundesberggesetz basieren und vor allem in Betriebsplänen und wasserrechtlichen Erlaubnisbescheiden konkretisiert sind. Die Rückstellungen werden grundsätzlich mit zunehmendem Verpflichtungsumfang, u.a. entsprechend der Braunkohleförderung, gebildet. Bewertet werden sie mit den zu erwartenden Vollkosten bzw. den geschätzten Schadensersatzleistungen.

Des Weiteren werden Rückstellungen aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen zum Rückbau von Produktionsanlagen sowie zur Verfüllung von Bohrungen gebildet. Ihre Höhe bestimmt sich nach den zu erwartenden Vollkosten unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten und Vergleichskostensätzen des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung. Bei ausländischen Tochtergesellschaften wird analog verfahren.

Für die Verpflichtung zur Rückgabe von CO_2-Emissionsrechten an die zuständigen Behörden wird eine Rückstellung gebildet, die mit dem Buchwert der dafür aktivierten CO_2-Rechte bewertet wird. Ist ein Teil der Verpflichtung nicht durch vorhandene Zertifikate gedeckt, wird die Rückstellung hierfür mit dem Marktpreis der Emissionsrechte am Stichtag bewertet.

Verbindlichkeiten umfassen die **Finanzverbindlichkeiten**, die **Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen** sowie **übrige Verbindlichkeiten.** Verbindlichkeiten werden bei erstmaligem Ansatz mit ihrem beizulegenden Zeitwert einschließlich Transaktionskosten erfasst und in den Folgeperioden – mit Ausnahme der derivativen Finanzinstrumente – mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen werden in Höhe des beizulegenden Zeitwertes des Leasinggegenstands oder – falls dieser niedriger ist – in Höhe des Barwertes der Mindestleasingraten passiviert.

Rechnungsabgrenzungsposten und von Kunden erhaltene Anzahlungen werden unter den übrigen Verbindlichkeiten passiviert. Zu den Rechnungsabgrenzungsposten zählen die von Versorgungsbetrieben passivierten Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die grundsätzlich über die Laufzeit der korrespondierenden Vermögenswerte ergebniswirksam aufgelöst werden. Des Weiteren sind in den Rechnungsabgrenzungsposten auch von der öffentlichen Hand gewährte steuerpflichtige Zuschüsse und steuerfreie Zulagen zu Anlagegegenständen enthalten, die i.d.R. entsprechend dem Abschreibungsverlauf der Anlagen als sonstige betriebliche Erträge vereinnahmt werden.

Unter den übrigen Verbindlichkeiten werden auch bestimmte Minderheitenanteile ausgewiesen. Dabei handelt es sich um Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung (Put-Optionen) von Minderheitenanteilen.

Derivative Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert und – unabhängig von ihrem Zweck – mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet. Änderungen dieses Wertes werden erfolgswirksam erfasst, es sei denn, die derivativen Finanzinstrumente stehen in einer bilanziellen Sicherungsbeziehung. In diesem Fall richtet sich die Erfassung von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes nach der Art des Sicherungsgeschäfts.

Mit Fair Value Hedges werden bilanzierte Vermögenswerte oder Schulden gegen das Risiko einer Änderung des beizulegenden Zeitwertes abgesichert. Auch die Absicherung von bilanzunwirksamen festen Verpflichtungen wird als Fair Value Hedge bilanziert. Bei Fair Value Hedges werden Änderungen der beizulegenden Zeitwerte sowohl der Sicherungsgeschäfte als auch der dazugehörigen Grundgeschäfte in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Das bedeutet, Gewinne und Verluste aus der Bewertung zum beizulegenden Zeitwert der Sicherungsgeschäfte werden in denselben Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen wie Gewinne und Verluste aus der Bewertung des abgesicherten Grundgeschäfts oder Teilen des Grundgeschäfts. Werden bilanzunwirksame feste Verpflichtungen abgesichert, führen Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der festen Verpflichtung im Hinblick auf das abgesicherte Risiko zum erfolgswirksamen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld.

Cash Flow Hedges dienen der Absicherung des Risikos, dass die mit einem bilanzierten Vermögenswert, einer bilanzierten Schuld oder einer mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretenden geplanten Transaktion verbundenen zukünftigen Zahlungsströme schwanken. Liegt ein Cash Flow Hedge vor, werden die unrealisierten Gewinne und Verluste des Sicherungsgeschäfts zunächst im Other Comprehensive Income erfasst. Sie gehen erst dann in die Gewinn- und Verlustrechnung ein, wenn das abgesicherte Grundgeschäft erfolgswirksam wird. Werden geplante Transaktionen gesichert und führen diese Transaktio-

nen in späteren Perioden zum Ansatz eines finanziellen Vermögenswertes oder einer finanziellen Verbindlichkeit, sind die bis zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital erfassten Beträge in derjenigen Periode erfolgswirksam aufzulösen, in der auch der Vermögenswert oder die Verbindlichkeit das Periodenergebnis beeinflusst. Führen die Transaktionen zum Ansatz von nicht finanziellen Vermögenswerten oder Verbindlichkeiten, z.B. zum Erwerb von Sachanlagevermögen, werden die erfolgsneutral im Eigenkapital erfassten Beträge mit dem erstmaligen Wertansatz des Vermögenswertes oder der Verbindlichkeit verrechnet.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten zielen darauf ab, das Fremdwährungsrisiko aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung abzusichern. Unrealisierte Gewinne und Verluste aus solchen Sicherungsgeschäften werden bis zur Veräußerung der ausländischen Teileinheit im Other Comprehensive Income erfasst.

IAS 39 legt fest, unter welchen Voraussetzungen Sicherungsbeziehungen bilanziell erfasst werden dürfen. Unter anderem müssen sie ausführlich dokumentiert und effektiv sein. Effektivität im Sinne von IAS 39 liegt dann vor, wenn die Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Sicherungsgeschäfts sowohl prospektiv als auch retrospektiv in einer Bandbreite von 80 bis 125 % der gegenläufigen Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Grundgeschäfts liegen. Nur der effektive Teil einer Sicherungsbeziehung darf nach den beschriebenen Regeln bilanziert werden. Der ineffektive Teil wird sofort erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Verträge, die den Empfang oder die Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf des Unternehmens zum Gegenstand haben (Eigenverbrauchverträge), werden nicht als derivative Finanzinstrumente, sondern als schwebende Geschäfte bilanziert. Enthalten die Verträge eingebettete Derivate, werden die Derivate getrennt vom Basisvertrag bilanziert, sofern die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken des eingebetteten Derivats nicht eng mit den wirtschaftlichen Merkmalen und Risiken des Basisvertrags verbunden sind. Geschriebene Optionen auf den Kauf oder Verkauf nicht finanzieller Posten, die durch Barausgleich erfüllt werden können, sind keine Eigenverbrauchverträge.

Die **Bestandsveränderung der Erzeugnisse** und **Andere aktivierte Eigenleistungen** werden für das Geschäftsjahr 2011 aus Gründen der Wesentlichkeit erstmals nicht mehr als separate Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Der Ausweis der Bestandsveränderung der Erzeugnisse erfolgt unter den Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ bzw. „Sonstige betriebliche Aufwendungen“, der Ausweis der anderen aktivierten Eigenleistungen unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“. Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst.

Eventualschulden sind mögliche Verpflichtungen gegenüber Dritten oder bereits bestehende Verpflichtungen, die wahrscheinlich nicht zu einem Ressourcenabfluss führen oder in ihrer Höhe nicht verlässlich bestimmt werden können. Eventualschulden werden in der Bilanz nur dann erfasst, wenn sie im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses übernommen wurden. Die im Anhang angegebenen Verpflichtungsvolumina der Eventualschulden entsprechen dem am Bilanzstichtag bestehenden Haftungsumfang.

Ermessensentscheidungen bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden. Bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sind Ermessensentscheidungen zu treffen. Dies gilt insbesondere für folgende Sachverhalte:

- Bei bestimmten Verträgen ist zu entscheiden, ob sie als Derivate zu behandeln oder wie sogenannte Eigenverbrauchverträge als schwebende Geschäfte zu bilanzieren sind.
- Finanzielle Vermögenswerte sind in die Kategorien „Bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen“, „Kredite und Forderungen“, „Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ und „Finanzielle Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden“ einzuordnen.
- Bei „Zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten“ ist zu entscheiden, ob und wann eine Wertminderung als außerplanmäßige Abschreibung erfolgswirksam zu erfassen ist.
- Bei Vermögenswerten, die veräußert werden sollen, ist zu bestimmen, ob sie in ihrem aktuellen Zustand veräußert werden können und ob ihre Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Ist beides der Fall, sind die Vermögenswerte und ggf. zugehörige Schulden als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte bzw. Schulden“ auszuweisen und zu bewerten.

Schätzungen und Beurteilungen des Managements. Die Aufstellung des Konzernabschlusses nach IFRS erfordert, dass Annahmen getroffen und Schätzungen gemacht werden, die sich auf den Wertansatz der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie die Angabe von Eventualschulden auswirken.

Diese Annahmen und Schätzungen beziehen sich u.a. auf die Bilanzierung und Bewertung von Rückstellungen. Bei Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sind u.a. der Abzinsungsfaktor und die erwartete Rendite des Planvermögens wichtige Schätzgrößen. Der Abzinsungsfaktor für Pensionsverpflichtungen wird auf Grundlage der auf den Finanzmärk-

ten am Bilanzstichtag beobachtbaren Renditen erstrangiger festverzinslicher Unternehmensanleihen ermittelt. Eine Erhöhung oder Verminderung des Abzinsungsfaktors um einen Prozentpunkt würde den Barwert der Verpflichtung aus betrieblichen Altersversorgungsplänen in Deutschland um 1.378 Mio. € (Vorjahr: 1.314 Mio. €) reduzieren bzw. um 1.754 Mio. € (Vorjahr: 1.672 Mio. €) erhöhen. Bei den Konzerngesellschaften in Großbritannien hätte eine solche Veränderung des Abzinsungsfaktors eine Verminderung der Pensionsverpflichtung um 679 Mio. € (Vorjahr: 627 Mio. €) bzw. eine Erhöhung um 867 Mio. € (Vorjahr: 798 Mio. €) zur Folge.

Da die Verpflichtungen aus betrieblichen Altersversorgungsplänen jedoch überwiegend fondsgedeckt sind und der Wert des wesentlichen Teils des Planvermögens typischerweise negativ mit den Marktrenditen festverzinslicher Wertpapiere korreliert, ergibt sich nur eine beschränkte Abhängigkeit der unter Berücksichtigung des vorhandenen Planvermögens ermittelten Pensionsrückstellungen vom jeweiligen Marktzinsniveau.

Im Rahmen der Bilanzierung von Unternehmenserwerben werden die identifizierbaren Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Eventualschulden zu beizulegenden Zeitwerten am Erwerbsstichtag angesetzt. Die wesentlichen Schätzungen beziehen sich dabei auf die Bestimmung der zum Erwerbsstichtag beizulegenden Zeitwerte dieser Posten. Sie stützen sich auf Gutachten unabhängiger externer Bewertungsexperten oder auf interne Analysen unter Verwendung angemessener Bewertungstechniken. Besondere Bedeutung kommt hier u.a. der Prognose künftiger Zahlungsströme und der Ermittlung des Diskontierungssatzes zu.

Der Werthaltigkeitstest für Geschäfts- oder Firmenwerte stützt sich auf zukunftsbezogene Annahmen, die regelmäßig angepasst werden.

Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn die Realisierbarkeit künftiger Steuervorteile wahrscheinlich ist. Die tatsächliche steuerliche Ergebnissituation in zukünftigen Perioden und damit die tatsächliche Nutzbarkeit aktiver latenter Steuern kann allerdings von der Einschätzung zum Zeitpunkt der Aktivierung der latenten Steuern abweichen.

Weitere Informationen zu den Annahmen und Schätzungen, die diesem Konzernabschluss zugrunde liegen, finden sich in den Erläuterungen zu den einzelnen Abschlussposten.

Sämtliche Annahmen und Schätzungen basieren auf den Verhältnissen und Beurteilungen am Bilanzstichtag. Bei der Einschätzung der voraussichtlichen Geschäftsentwicklung wurde außerdem das zu diesem Zeitpunkt als realistisch unterstellte künftige wirtschaftliche Umfeld in den Branchen und Regionen, in denen RWE tätig ist, berücksichtigt. Sollten sich die Rahmenbedingungen anders als erwartet entwickeln, können die tatsächlichen Beträge von den Schätzwerten abweichen. In solchen Fällen werden die Annahmen und, falls erforderlich, die Buchwerte der betroffenen Vermögenswerte und Schulden angepasst.

Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses ist nicht von einer wesentlichen Änderung der zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen auszugehen.

Kapitalmanagement. Das Kapitalmanagement von RWE richtet sich an den strategischen Zielen des Konzerns aus. Im Mittelpunkt steht die langfristige Steigerung des Unternehmenswertes. Diesem Ziel dienen u.a. die kontinuierliche Verbesserung des operativen Geschäfts, die Sicherung der Marktposition durch wettbewerbsfähige Produkte und Dienstleistungen sowie ggf. die Optimierung des Portfolios durch wertschaffende Akquisitionen und Desinvestitionen.

RWE steuert die Kapitalstruktur anhand von Finanzkennzahlen. Eine Schlüsselgröße ist der „Verschuldungsfaktor" (Leverage Factor), der bei den Nettoschulden ansetzt. Letztere werden ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden, das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen abgezogen sowie die Hälfte des begebenen Hybridkapitals adjustiert wird. Der Verschuldungsfaktor gibt das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA wieder. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lag er bei 3,5 (Vorjahr: 2,8). Der Verschuldungsfaktor soll den Wert von 3,0 nicht dauerhaft überschreiten. Mit dieser Zielvorgabe unterstützen wir unser solides Kreditrating. Dessen Sicherung und damit dem Erhalt finanzieller Flexibilität messen wir große Bedeutung bei.

Das Kreditrating wird durch eine Vielzahl qualitativer und quantitativer Faktoren beeinflusst. Hierzu zählen die Finanzmittelzuflüsse und die Verschuldung ebenso wie das Marktumfeld, die Wettbewerbsposition und die politischen Rahmenbedingungen. Auch die im September 2010 und im Oktober 2011 begebenen Hybridanleihen mit einem Volumen von 1,75 Mrd. € bzw. 250 Mio. CHF haben unser Rating stabilisiert. Das Hybridkapital wird von den beiden führenden Ratingagenturen Moody's und Standard & Poor's zur Hälfte als Eigenkapital eingestuft. Die ratingrelevanten Verschuldungskennziffern des Konzerns fallen daher günstiger aus, als sie bei der Begebung einer klassischen Anleihe gewesen wären.

Derzeit bewerten Moody's und Standard & Poor's die von der RWE AG bzw. der RWE Finance B.V. unter Garantie der RWE AG ausgegebenen nicht nachrangigen Anleihen mit „A3" bzw. „A-", jeweils mit negativem Ausblick. Damit bewegt sich RWE unverändert im Bereich „Investment Grade". Das kurzfristige Rating ist „P–2" bzw. „A–2". Wir streben an, ein solides A-Rating zu halten.

Änderung der Rechnungslegungsmethoden

Der International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben eine Reihe von Änderungen bestehender 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 (2009) – Tilgung finanzieller Verbindlichkeiten durch Eigenkapitalinstrumente

Die erstmals anzuwendenden Standards und Interpretationen sowie die Änderungen von Standards und Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union (EU) im Geschäftsjahr 2011 noch nicht verpflichtend anzuwenden sind. Die wichtigsten Neuerungen sind im Folgenden dargestellt. Teilweise sind sie noch nicht von der EU anerkannt.

IFRS 9 (2011) „Financial Instruments“ ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 39 zur Klassifizierung und Bewertung von finanziellen Vermögenswerten und enthält kleinere Änderungen im Hinblick auf die Bewertung finanzieller Verbindlichkeiten. Die verabschiedeten Änderungen betreffen insbesondere die Reduzierung der Bewertungskategorien finanzieller Vermögenswerte. IFRS 9 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2015 beginnen.

IFRS 10 (2011) „Consolidated Financial Statements“ ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 27 und des SIC–12 zur Konsolidierung. Gemäß IFRS 10 (2011) müssen folgende drei Voraussetzungen kumulativ erfüllt sein, damit eine Beherrschung von einem Unternehmen durch ein anderes vorliegt: Verfügungsgewalt über die relevanten Aktivitäten, ein Recht auf variable Rückflüsse aus der Beteiligung und die Möglichkeit zur Beeinflussung der variablen Rückflüsse durch 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 Unternehmen gemeinschaftlich geführt oder Tätigkeiten gemeinschaftlich ausgeübt werden. Eine weitere Änderung besteht darin, dass Gemeinschaftsunternehmen künftig nicht mehr quotal konsolidiert werden können. RWE hat diese Möglichkeit bislang ohnehin nicht genutzt. 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. Die zu veröffentlichenden Angaben sollen den Abschlussadressaten ermöglichen, die Risiken und finanziellen Auswirkungen zu beurteilen, die sich aus Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen und gemeinschaftlichen Tätigkeiten, assoziierten Unternehmen und nicht konsolidierten Zweckgesellschaften ergeben. 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 mit dem 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 Gemeinschaftsunternehmen 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) (2011) betrifft die Darstellung der in der Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen enthaltenen Posten. Diese müssen zukünftig in zwei Kategorien unterteilt werden, und zwar je nachdem, wie die Posten zukünftig über die Gewinn- und Verlustrechnung gebucht werden („Recycling“). Änderungen sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juli 2012 beginnen.

Änderungen an IAS 19 (2011) „Employee Benefits“ sehen den Wegfall von Wahlrechten zur Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste vor. Neu geregelt wird auch die Art der Berücksichtigung erwarteter Planrenditen. Zudem werden die Angabepflichten im Anhang erweitert. Die Änderungen sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities (Amendments to IAS 32) (2011) sowie **Disclosures – Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities (Amendments to IFRS 7) (2011)** betreffen die Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten und die diesbezüglichen Anhangangaben. Während die Voraussetzungen für eine Saldierung lediglich durch Anwendungsleitlinien weiter konkretisiert werden, wird der Umfang der erforderlichen Anhangangaben deutlich erweitert. Die Änderungen betreffend IFRS 7 sind verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, die Änderungen betreffend IAS 32 für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen.

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

Die nachfolgenden Standards und Änderungen an Standards sowie Interpretationen 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) – Finanzinstrumente: Angaben – Übertragung finanzieller Vermögenswerte
- Änderungen des IAS 12 (2010) – Deferred Tax: Recovery of Underlying Assets
- IFRIC 20 (2011) – Stripping Costs in the Production Phase of a Surface Mine

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse werden grundsätzlich dann erfasst, wenn die Dienstleistungen erbracht oder die Güter geliefert wurden und die Risiken daraus auf den Kunden übergegangen sind.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir die Energiehandelsumsätze netto aus, d.h. mit der realisierten Rohmarge. Die auf physische Erfüllung ausgerichteten Strom-, Gas-, Kohle- und Ölgeschäfte zeigen wir dagegen auf Bruttobasis. Energiehandelsumsätze werden im Segment Trading/Gas Midstream getätigt. Die Bruttoumsätze (inkl. Energiehandelsumsätze) summierten sich im Geschäftsjahr 2011 auf 118.579 Mio. € (Vorjahr: 114.682 Mio. €).

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 183 ff. nach Unternehmensbereichen und Regionen aufgegliedert. Durch Erst- und Entkonsolidierungen haben sie sich im Saldo um 317 Mio. € vermindert.

Die Position „Erdgas-/Stromsteuer" umfasst die von Gesellschaften des Konzerns unmittelbar gezahlte Steuer. Durch Änderungen des Konsolidierungskreises ist sie um 61 Mio. € gestiegen.

(2) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge in Mio. €	2011	2010
Erträge aus aktivierten Eigenleistungen	315	219
Auflösung von Rückstellungen	348	97
Kostenumlagen/-erstattungen	74	218
Abgänge von und Zuschreibungen zu kurzfristigen Vermögenswerten ohne Wertpapiere	41	51
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierung	536	139
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	124	322
Schadensersatz/Versicherungsleistungen	93	10
Vermietung und Verpachtung	31	28
Währungskursgewinne	60	
Übrige	529	411
	2.151	**1.495**

Erträge aus dem Abgang von Finanzanlagen und Ausleihungen werden, soweit sie Beteiligungen betreffen, im Beteiligungsergebnis ausgewiesen und ansonsten – ebenso wie Erträge aus dem Abgang kurzfristiger Wertpapiere – im Finanzergebnis gezeigt.

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2011	2010
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	29.447	29.169
Aufwendungen für bezogene Leistungen	4.481	4.007
	33.928	**33.176**

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe umfassen auch die Aufwendungen für den Einsatz und die Entsorgung von Kernbrennstoffen. Ebenfalls darin enthalten sind Aufwendungen aus Emissionsrechten für unseren CO_2-Ausstoß.

Der Materialaufwand aus Explorationstätigkeiten belief sich im Berichtsjahr auf 65 Mio. € (Vorjahr: 85 Mio. €).

Insgesamt wurden Energiehandelsumsätze in Höhe von 66.893 Mio. € (Vorjahr: 61.362 Mio. €) mit dem Materialaufwand verrechnet. Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten den Materialaufwand um 589 Mio. €.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2011	2010
Löhne und Gehälter	4.204	3.946
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	966	927
	5.170	**4.873**

Der RWE-Konzern beschäftigte im Jahresdurchschnitt 72.163 Mitarbeiter (Vorjahr: 71.001). Die Zahl ergibt sich durch Umrechnung in Vollzeitstellen. Das heißt, Teilzeitbeschäftigte und befristete Beschäftigungsverhältnisse werden mit ihrer Teilzeitquote bzw. mit ihrer Beschäftigungszeit im Verhältnis zur Jahresbeschäftigungszeit erfasst. Von den Beschäftigten waren 55.851 (Vorjahr: 55.224) Tarif- und sonstige Mitarbeiter und 16.312 (Vorjahr: 15.777) außertarifliche Mitarbeiter. Darüber hinaus wurden im Jahresdurchschnitt 2.756 (Vorjahr: 2.800) Auszubildende beschäftigt. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten den Personalaufwand um 51 Mio. €.

(5) Abschreibungen

Die Abschreibungen beliefen sich für Sachanlagen auf 2.572 Mio. € (Vorjahr: 2.600 Mio. €) und für Investment Property auf 9 Mio. € (Vorjahr: 10 Mio. €). Immaterielle Vermögenswerte wurden in Höhe von 823 Mio. € (Vorjahr: 603 Mio. €) abgeschrieben; davon entfielen 301 Mio. € (Vorjahr: 314 Mio. €) auf Kundenstämme akquirierter Unternehmen. Aus der Explorationstätigkeit ergaben sich Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 21 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen. Diese beliefen sich für Sachanlagen auf 372 Mio. € (Vorjahr: 471 Mio. €), für Investment Property auf 3 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €) und für immaterielle Vermögenswerte (ohne Geschäfts- oder Firmenwerte) auf 259 Mio. € (Vorjahr: 37 Mio. €).

(6) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen in Mio. €	2011	2010
Aufwendungen aus Bestandsveränderungen der Erzeugnisse	24	20
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	954	917
Rückstellungszuführungen	210	271
Konzessionen, Lizenzen und andere vertragliche Verpflichtungen	536	515
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	423	196
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	296	295
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	357	380
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	124	102
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	247	235
Allgemeine Verwaltungskosten	219	224
Werbemaßnahmen	249	241
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	138	70
Pachten für Werksanlagen und Netze sowie Mieten	135	123
Kosten des Post- und Zahlungsverkehrs	83	86
Gebühren und Beiträge	99	89
Währungskursverluste		52
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	80	79
Übrige	499	553
	4.673	**4.448**

Explorationstätigkeiten führten zu sonstigen betrieblichen Aufwendungen in Höhe von 57 Mio. € (Vorjahr: 57 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die sonstigen betrieblichen Aufwendungen um 92 Mio. €.

(7) Beteiligungsergebnis

Das Beteiligungsergebnis enthält sämtliche Erträge und Aufwendungen, die im Zusammenhang mit den betrieblich veranlassten Beteiligungen entstanden sind. Es umfasst das Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen und das übrige Beteiligungsergebnis.

Beteiligungsergebnis in Mio. €	2011	2010
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	**400**	**310**
Davon: Abschreibungen/Zuschreibungen auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(–41)	(24)
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	–1	–1
Davon: Abschreibungen auf Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen	(–10)	
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	105	53
Davon: Abschreibungen auf Anteile an übrigen Beteiligungen	(–3)	(–3)
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen	8	34
Aufwendungen aus dem Abgang von Beteiligungen	1	
Erträge aus Ausleihungen an Beteiligungen	34	27
Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen	17	16
Übriges Beteiligungsergebnis	**128**	**97**
	528	**407**

Die Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen entfallen ausschließlich auf Abschreibungen.

Im Berichtsjahr wurden 26 Mio. € (Vorjahr: 40 Mio. €) bei der at-Equity-bilanzierten Beteiligung Fri-EL S.p.A. wegen Verzögerungen bei der Projektentwicklung und 15 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) auf niederländische at-Equity-bilanzierte Kraftwerksbeteiligungen abgeschrieben. Im Vorjahr wurden 71 Mio. € bei den at-Equity-bilanzierten Beteiligungen Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Österreich, und Stadtwerke Duisburg AG aufgrund wieder angestiegener Unternehmenswerte zugeschrieben.

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2011	2010
Zinsen und ähnliche Erträge	430	448
Andere Finanzerträge	265	800
Finanzerträge	**695**	**1.248**
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	1.063	1.258
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (inkl. des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens)	113	147
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingte Rückstellungen	609	623
sonstigen Rückstellungen	147	170
Andere Finanzaufwendungen	396	986
Finanzaufwendungen	**2.328**	**3.184**
	–1.633	**–1.936**

Das Finanzergebnis setzt sich aus dem Zinsergebnis, den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen sowie den anderen Finanzerträgen und Finanzaufwendungen zusammen.

Die Zinsanteile an Rückstellungszuführungen enthalten die jährlichen Aufzinsungsbeträge aus der Fortschreibung der Barwerte der langfristigen Rückstellungen. Sie werden um die erwarteten Erträge aus Planvermögen zur Deckung von Pensionsverpflichtungen gekürzt.

Das Zinsergebnis enthält im Wesentlichen Zinserträge aus verzinslichen Wertpapieren und Ausleihungen, Erträge und Aufwendungen aus Wertpapieren sowie Zinsaufwendungen.

Im Zusammenhang mit dem Erwerb und der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr Fremdkapitalkosten in Höhe von 50 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 5,20 und 5,30 % (Vorjahr: 5,30 und 5,45 %).

Zinsergebnis in Mio. €	2011	2010
Zinsen und ähnliche Erträge	430	448
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	1.063	1.258
	–633	**–810**

Das Zinsergebnis resultiert aus finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die den folgenden Bewertungskategorien zugeordnet sind:

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2011	2010
Kredite und Forderungen	341	359
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	89	89
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	–1.063	–1.258
	–633	**–810**

Das Finanzergebnis enthält darüber hinaus alle anderen Finanzerträge und Finanzaufwendungen, die nicht dem Zinsergebnis oder den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen zugeordnet werden können.

Zu den anderen Finanzerträgen zählen u.a. realisierte Gewinne aus dem Abgang von Wertpapieren in Höhe von 82 Mio. € (Vorjahr: 161 Mio. €). Die anderen Finanzaufwendungen enthalten 5 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) Abschreibungen auf Wertpapiere infolge gesunkener beizulegender Zeitwerte und 78 Mio. € (Vorjahr: 44 Mio. €) realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2011	2010
Tatsächliche Ertragsteuern	630	2.056
Latente Steuern	224	–680
	854	**1.376**

Von den latenten Steuern entfallen 392 Mio. € (Vorjahr: –586 Mio. €) auf temporäre Differenzen.

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per Saldo Aufwendungen von 63 Mio. € (Vorjahr: 26 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen minderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 50 Mio. € (Vorjahr: 32 Mio. €). Die Aufwendungen aus latenten Steuern verringerten sich aufgrund neu einzuschätzender und bisher nicht erfasster steuerlicher Verlustvorträge um 18 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die Ertragsteuern um 42 Mio. €.

Im Berichtsjahr wurde das Eigenkapital durch die Verrechnung latenter Steuern mit dem Other Comprehensive Income um 926 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €) erhöht:

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2011	2010
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	–2	34
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	676	6
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	252	–32
Ertrag	**926**	**8**

Im Zusammenhang mit dem im Jahr 2010 begebenen Hybridkapital sowie mit den im Berichtsjahr durchgeführten Eigenkapitalmaßnahmen wurden Steuern in Höhe von 28 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €) direkt mit dem Eigenkapital verrechnet.

Steuerüberleitungsrechnung in Mio. €	2011	2010
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	**3.024**	**4.978**
Theoretischer Steueraufwand	**944**	**1.555**
Besteuerungsunterschied Ausland	112	–142
Steuereffekte auf		
steuerfreie Inlandsdividendenerträge	–83	–76
steuerfreie Auslandsdividendenerträge	–29	–28
sonstige steuerfreie Erträge	–15	–11
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	117	132
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	–19	16
nicht nutzbare Verlustvorträge bzw. Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen/ Abschreibungen auf Verlustvorträge/Latenzierung von Verlustvorträgen	–64	–122
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	–3	–12
Steuersatzänderungen Inland		–10
Steuersatzänderungen Ausland	41	–56
Sonstiges	–147	130
Effektiver Steueraufwand	**854**	**1.376**
Effektiver Steuersatz in %	28,2	27,6

Erläuterungen zur Bilanz

(10) Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	Entwicklungs-ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kunden-beziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmen-werte	Geleistete Anzahlungen	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.11	607	3.829	2.866	13.578	2	20.882
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	–12	314		–31	15	286
Zugänge	89	191			11	291
Umbuchungen		–79			–2	–81
Währungsanpassungen	10	–3	73	52		132
Abgänge	181	170			1	352
Stand: 31.12.11	513	4.082	2.939	13.599	25	21.158
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.11	297	1.122	2.107	6		3.532
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	–16	1				–15
Abschreibungen des Berichtsjahres	66	456	301			823
Umbuchungen		–1				–1
Währungsanpassungen	6	–6	73			73
Abgänge	66	133	1			200
Stand: 31.12.11	287	1.439	2.480	6		4.212
Buchwerte						
Stand: 31.12.11	226	2.643	459	13.593	25	16.946
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.10	475	3.734	2.790	13.258	2	20.259
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	16	1	2	130		149
Zugänge	112	165			1	278
Umbuchungen	2	1			–1	2
Währungsanpassungen	11	21	74	192		298
Abgänge	9	93		2		104
Stand: 31.12.10	607	3.829	2.866	13.578	2	20.882
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.10	223	968	1.742	6		2.939
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	7	10	–1			16
Abschreibungen des Berichtsjahres	69	220	314			603
Umbuchungen	1					1
Währungsanpassungen	6	7	52			65
Abgänge	9	83				92
Stand: 31.12.10	297	1.122	2.107	6		3.532
Buchwerte						
Stand: 31.12.10	310	2.707	759	13.572	2	17.350

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 146 Mio. € (Vorjahr: 149 Mio. €) aufgewendet. Entwicklungsausgaben wurden in Höhe von 89 Mio. € (Vorjahr: 112 Mio. €) aktiviert.

Immaterielle Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit hatten zum Bilanzstichtag einen Buchwert von 288 Mio. € (Vorjahr: 374 Mio. €).

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Deutschland	4.100	4.186
Stromerzeugung	(404)	(404)
Vertrieb/Verteilnetze	(3.696)	(3.782)
Niederlande/Belgien	2.654	2.665
Großbritannien	3.058	2.968
Zentralost-/Südosteuropa	2.000	2.048
Erneuerbare Energien	761	736
Upstream Gas & Öl	25	25
Trading/Gas Midstream	995	944
	13.593	**13.572**

Im Berichtsjahr sind Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 31 Mio. € abgegangen. Im Vorjahr waren Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 130 Mio. € zugegangen. Veränderungen der kurzfristigen Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten (Put-Optionen) führten zu einer ergebnisneutralen Anpassung der Geschäfts- oder Firmenwerte bei Vertrieb/Verteilnetze in Höhe von –121 Mio. € (Vorjahr: 213 Mio. €). Demgegenüber steht im Berichtsjahr im Wesentlichen der Zugang aus dem Unternehmenserwerb der NVV AG von 35 Mio. €.

Regelmäßig im dritten Quartal führen wir einen Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) zur Ermittlung eines möglichen Abschreibungsbedarfs bei Geschäfts- oder Firmenwerten durch. Dabei werden die Geschäfts- oder Firmenwerte den Zahlungsmittel generierenden Einheiten auf Ebene der Segmente zugeordnet. Der erzielbare Betrag einer Zahlungsmittel generierenden Einheit wird entweder durch den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten oder den Nutzungswert bestimmt – je nachdem, welcher Wert höher ist. Der beizulegende Zeitwert ist definiert als bestmögliche Schätzung des Preises, für den ein unabhängiger Dritter die Zahlungsmittel generierende Einheit am Bilanzstichtag erwerben würde. Der Nutzungswert entspricht dem Barwert der zukünftigen Cash Flows, die voraussichtlich mit einer Zahlungsmittel generierenden Einheit erzielt werden können.

Der beizulegende Zeitwert wird aus unternehmensexterner, der Nutzungswert aus unternehmensinterner Sicht bestimmt. Wir ermitteln beide Größen mithilfe eines Unternehmensbewertungsmodells und legen dabei Cash-Flow-Planungen zugrunde. Diese basieren auf der vom Vorstand genehmigten und im Zeitpunkt des Impairment-Tests gültigen Mittelfristplanung und beziehen sich auf einen bis zu fünfjährigen Detailplanungszeitraum. Sofern wirtschaftliche oder regulatorische Rahmenbedingungen dieses erfordern, wird in begründeten Ausnahmefällen ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. In die Cash-Flow-Planungen fließen Erfahrungen ebenso ein wie Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung. Bei der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes werden – falls vorhanden – Markttransaktionen innerhalb derselben Branche oder Bewertungen Dritter berücksichtigt.

Die Mittelfristplanung basiert auf länderspezifischen Annahmen über die Entwicklung wichtiger makroökonomischer Größen, z.B. des Bruttoinlandsprodukts, der Verbraucherpreise, des Zinsniveaus und der Nominallöhne. Diese Einschätzungen werden u.a. aus volks- und finanzwirtschaftlichen Studien abgeleitet.

Unsere zentralen Planungsannahmen für die auf den europäischen Strom- und Gasmärkten tätigen Unternehmensbereiche beziehen sich auf die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO_2-Emissionsrechte, der Endverbraucherpreise für Strom und Gas, der Marktanteile sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die bei der Unternehmensbewertung verwendeten Diskontierungssätze werden auf der Basis von Marktdaten ermittelt. Im Berichtszeitraum lagen sie für die Zahlungsmittel generierenden Einheiten in einer Bandbreite von 5,5 bis 8,75% (Vorjahr: 6,25 bis 9,0%) nach Steuern und 7,8 bis 17,4% (Vorjahr: 8,0 bis 16,5%) vor Steuern.

Für die Extrapolation der Cash Flows über den Detailplanungszeitraum hinaus haben wir konstante Wachstumsraten zwischen 0,0 und 1,0% (Vorjahr: 0,0 und 1,0%) angenommen. Diese Werte sind bereichsspezifisch aus Erfahrungen und Zukunftserwartungen abgeleitet und überschreiten nicht die langfristigen durchschnittlichen Wachstumsraten der jeweiligen Märkte, in denen die Konzernunternehmen tätig sind. Bei der Ermittlung der Wachstumsraten der Cash Flows werden die Ausgaben für Investitionen abgezogen, die notwendig sind, um das angenommene Wachstum zu erzielen.

Zum Bilanzstichtag lagen sowohl die beizulegenden Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten als auch die Nutzungswerte über den Buchwerten der Zahlungsmittel generierenden Einheiten. Die jeweiligen Überdeckungen reagieren besonders sensitiv auf Veränderungen des Diskontierungssatzes, der Wachstumsrate und des betrieblichen Ergebnisses nach Steuern in der ewigen Rente.

Die Segmente Großbritannien, Niederlande/Belgien und Trading/Gas Midstream wiesen von allen Segmenten die geringste Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf.

Der dem Segment Großbritannien zugeordnete Goodwill belief sich zum 31. Dezember 2011 auf 3,1 Mrd. € (2,6 Mrd. £). Der Werthaltigkeitstest ergab einen erzielbaren Betrag, der den Buchwert um 1,2 Mrd. £ überstieg. Der Bewertung des Segments Großbritannien wurde ein Diskontierungszinssatz nach Steuern von 6,75 % und eine Wachstumsrate von 1,0 % zugrunde gelegt. Eine Erhöhung des Diskontierungszinssatzes nach Steuern um mehr als 1,31 Prozentpunkte auf über 8,06 %, der Ansatz einer negativen Wachstumsrate von mehr als 1,76 % oder eine Minderung des betrieblichen Ergebnisses nach Steuern in der ewigen Rente um mehr als 92 Mio. £ hätte dazu geführt, dass der erzielbare Betrag den Buchwert der Zahlungsmittel generierenden Einheit Großbritannien unterschritten hätte.

Dem Segment Niederlande/Belgien ist ein Goodwill von 2,7 Mrd. € zugeordnet. Der erzielbare Betrag lag um 1,4 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 0,78 Prozentpunkte erhöhter Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 7,03 %, eine um mehr als 1,38 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter –0,38 % oder ein um mehr als 97 Mio. € reduziertes betriebliches Ergebnis in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

Dem Segment Trading/Gas Midstream ist ein Goodwill von 1,0 Mrd. € zugeordnet. Der erzielbare Betrag lag um 0,9 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 1,95 Prozentpunkte erhöhter Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 8,70 %, eine um mehr als 2,88 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter –2,88 % oder ein um mehr als 78 Mio. € reduziertes betriebliches Ergebnis in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

(11) Sachanlagen

Sachanlagen in Mio. €	Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	Geleistete Anzahlungen	Anlagen im Bau	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.11	7.233	66.596	2.188	2.652	5.823	84.492
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	–194	–4.262	–28		43	–4.441
Zugänge	156	1.774	177	913	3.234	6.254
Umbuchungen	121	1.217	67	–1.503	191	93
Währungsanpassungen	–79	–265	–3	–14	54	–307
Abgänge	110	1.626	322		44	2.102
Stand: 31.12.11	7.127	63.434	2.079	2.048	9.301	83.989
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.11	3.678	46.934	1.603		40	52.255
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	–150	–3.323	–30			–3.503
Abschreibungen des Berichtsjahres	176	2.163	190		41	2.570
Umbuchungen	–1	21	2		–3	19
Währungsanpassungen	–41	–122	–3			–166
Abgänge	73	1.621	318		1	2.013
Zuschreibungen	10	10				20
Stand: 31.12.11	3.579	44.042	1.444		77	49.142
Buchwerte						
Stand: 31.12.11	3.548	19.392	635	2.048	9.224	34.847

Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.10	6.959	64.004	2.079	1.869	4.593	79.504
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	–39	–729	1	112	–60	–715
Zugänge	285	1.908	171	681	3.198	6.243
Umbuchungen	73	1.737	52	–7	–1.914	–59
Währungsanpassungen	32	380	18	–3	60	487
Abgänge	77	704	133		54	968
Stand: 31.12.10	7.233	66.596	2.188	2.652	5.823	84.492
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.10	3.566	45.747	1.559		5	50.877
Zu-/Abgänge durch Änderung des Konsolidierungskreises	–20	–601	–2			–623
Abschreibungen des Berichtsjahres	208	2.195	162		35	2.600
Umbuchungen	–40					–40
Währungsanpassungen	13	204	13			230
Abgänge	44	609	129			782
Zuschreibungen	5	2				7
Stand: 31.12.10	3.678	46.934	1.603		40	52.255
Buchwerte						
Stand: 31.12.10	3.555	19.662	585	2.652	5.783	32.237

Auf Sachanlagen aus der Explorationstätigkeit entfiel ein Buchwert in Höhe von 307 Mio. € (Vorjahr: 346 Mio. €).

Sachanlagen unterlagen im Umfang von 175 Mio. € (Vorjahr: 1.026 Mio. €) Verfügungsbeschränkungen in Form von Grundpfandrechten und Sicherungsübereignungen. Vom Buchwert der Sachanlagen entfielen 187 Mio. € (Vorjahr: 136 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Hierbei handelte es sich um technische Anlagen und Maschinen. Die Abgänge von Sachanlagen ergaben sich durch Veräußerung oder Stilllegung.

(12) Investment Property

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.11	401
Umbuchungen	–26
Abgänge	34
Stand: 31.12.11	341
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.11	239
Abschreibungen des Berichtsjahres	9
Umbuchungen	–18
Abgänge	24
Zuschreibungen	1
Stand: 31.12.11	205
Buchwerte	
Stand: 31.12.11	136

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.10	378
Umbuchungen	40
Abgänge	17
Stand: 31.12.10	401
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.10	196
Abschreibungen des Berichtsjahres	10
Umbuchungen	40
Abgänge	7
Zuschreibungen	
Stand: 31.12.10	239
Buchwerte	
Stand: 31.12.10	162

Vom Buchwert des Investment Property entfielen 8 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Zum 31. Dezember 2011 betrug der beizulegende Zeitwert des Investment Property 226 Mio. € (Vorjahr: 257 Mio. €). Davon sind 70 Mio. € (Vorjahr: 85 Mio. €) auf eine Bewertung durch konzernexterne, unabhängige Gutachter zurückzuführen. Im Berichtszeitraum wurden Mieterträge in Höhe von 22 Mio. € (Vorjahr: 23 Mio. €) erzielt. Die direkten betrieblichen Aufwendungen betrugen 12 Mio. € (Vorjahr: 14 Mio. €).

(13) At-Equity-bilanzierte Beteiligungen

Die folgenden Übersichten zeigen die wesentlichen Posten von Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung der at-Equity-bilanzierten Unternehmen:

At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	31.12.11		31.12.10	
in Mio. €	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen
Eigenkapital				
Vermögenswerte	31.786	8.493	24.436	4.524
Schulden	21.563	6.421	17.078	3.564
	10.223	**2.072**	**7.358**	**960**
Anpassung auf RWE-Anteil und Equity-Bewertung	–6.110	–1.187	–3.664	–477
	4.113	**885**	**3.694**	**483**

Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	2011		2010	
in Mio. €	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen
Umsatzerlöse	23.707	677	15.814	480
Ergebnis	743	–53	840	–207
Anpassung auf RWE-Anteil und Equity-Bewertung	–343	32	–530	105
	400	**–21**	**310**	**–102**

Der beizulegende Zeitwert der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen, für die öffentlich notierte Marktpreise existieren, lag zum 31. Dezember 2011 bei 3 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €).

Bei den Gemeinschaftsunternehmen waren Vermögenswerte von 7.594 Mio. € (Vorjahr: 4.280 Mio. €) und Schulden von 5.810 Mio. € (Vorjahr: 1.831 Mio. €) langfristig.

(14) Übrige Finanzanlagen

Übrige Finanzanlagen in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	158	145
Übrige Beteiligungen	320	356
Langfristige Wertpapiere	358	249
	836	**750**

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Titel und börsennotierte Aktien. Zur Absicherung von Wertguthaben aus dem Blockmodell Altersteilzeit gemäß § 8a AltTZG (Altersteilzeitgesetz) sowie aus der Führung von Langzeitarbeitskonten gemäß § 7e SGB IV wurden für die RWE AG und Tochtergesellschaften langfristige Wertpapiere in Höhe von 250 Mio. € bzw. 20 Mio. € (Vorjahr: 189 Mio. € bzw. 0 Mio. €) in Treuhanddepots hinterlegt. Die Absicherung erfolgt sowohl zu Gunsten von Mitarbeitern der RWE AG als auch für Mitarbeiter von Konzerngesellschaften.

(15) Finanzforderungen

Finanzforderungen	31.12.11		31.12.10	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	1.673	104	809	994
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		1.201		674
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		115		114
Übrige sonstige Finanzforderungen	255	751	233	964
	1.928	**2.171**	**1.042**	**2.746**

Gegenüber assoziierten Unternehmen bestanden zum Bilanzstichtag Finanzforderungen in Höhe von 2.338 Mio. € (Vorjahr: 2.195 Mio. €).

Gesellschaften des RWE-Konzerns erbrachten bei börslichen und außerbörslichen Handelsgeschäften die ausgewiesenen Sicherheitsleistungen. Diese sollen garantieren, dass die Verpflichtungen aus den Handelsgeschäften auch bei einem für RWE ungünstigen Kursverlauf erfüllt werden.

(16) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	31.12.11		31.12.10	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	1.556	5.799	1.696	7.222
Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	60		56	
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		957		769
CO_2-Emissionsrechte		749		983
Aktive Rechnungsabgrenzungsposten		260		178
Übrige sonstige Vermögenswerte	425	1.169	461	1.332
	2.041	**8.934**	**2.213**	**10.484**

Die unter den sonstigen Forderungen und sonstigen Vermögenswerten ausgewiesenen Finanzinstrumente sind bis auf die Derivate mit ihren fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Die derivativen Finanzinstrumente werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert erfasst.

Die Bilanzwerte börsengehandelter Derivate mit Aufrechnungsvereinbarung sind miteinander verrechnet.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die sonstigen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte um 234 Mio. €.

(17) Latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern ergeben sich überwiegend dadurch, dass sich Wertansätze im IFRS-Abschluss von den Wertansätzen in der Steuerbilanz unterscheiden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 3.317 Mio. € bzw. 2.366 Mio. € (Vorjahr: 2.558 Mio. € bzw. 2.496 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Positionen:

Latente Steuern	31.12.11		31.12.10	
in Mio. €	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	556	3.045	412	2.856
Kurzfristige Vermögenswerte	248	2.034	267	1.756
Steuerliche Sonderposten		207		239
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	688	18	641	24
Sonstige langfristige Rückstellungen	1.798	116	2.079	17
Kurzfristige Schulden	3.069	332	2.291	740
	6.359	**5.752**	**5.690**	**5.632**
Verlustvorträge				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	312		142	
Gewerbesteuer	6		6	
Bruttobetrag	**6.677**	**5.752**	**5.838**	**5.632**
Saldierung	–4.056	–4.056	–3.447	–3.447
Nettobetrag	**2.621**	**1.696**	**2.391**	**2.185**

Die aktivierten Steuerminderungsansprüche aus Verlustvorträgen ergeben sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren.

Es besteht hinreichende Sicherheit, dass die Verlustvorträge realisiert werden. Die körperschaftsteuerlichen und die gewerbesteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, betrugen zum Ende des Berichtsjahres 1.081 Mio. € bzw. 226 Mio. € (Vorjahr: 660 Mio. € bzw. 266 Mio. €). Davon entfallen 722 Mio. € körperschaftsteuerliche Verlustvorträge auf die nächsten sieben Jahre.

Die übrigen Verlustvorträge können im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt genutzt werden.

Im Berichtsjahr wurden latente Steueraufwendungen aus der Umrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von 11 Mio. € mit dem Eigenkapital verrechnet (Vorjahr: 37 Mio. €).

(18) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	1.840	2.373
Unfertige Erzeugnisse	35	25
Unfertige Leistungen	96	88
Fertige Erzeugnisse und Waren	1.356	788
Geleistete Anzahlungen	15	19
	3.342	**3.293**

Die Vorräte unterlagen keinen Verfügungsbeschränkungen; andere Belastungen lagen nicht vor.

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 481 Mio. € (Vorjahr: 627 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die Vorräte um 20 Mio. €.

(19) Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

Gegenüber assoziierten Unternehmen bestanden zum Bilanzstichtag Forderungen in Höhe von 350 Mio. € (Vorjahr: 241 Mio. €).

Durch Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen um 609 Mio. €.

(20) Wertpapiere

Die kurzfristigen Wertpapiere hatten einen Gesamtwert von 4.995 Mio. € (Vorjahr: 3.196 Mio. €). Davon entfielen 4.416 Mio. € (Vorjahr: 2.670 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 579 Mio. € (Vorjahr: 526 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit dem beizulegenden Zeitwert bilanziert. Zum 31. Dezember 2011 betrug die durchschnittliche Marktrendite der festverzinslichen Wertpapiere 1,3 % (Vorjahr: 2,1 %). Wertpapiere in Höhe von 708 Mio. € (Vorjahr: 812 Mio. €) wurden als Sicherheitsleistung bei Clearing-Banken hinterlegt.

(21) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Kasse und Bankguthaben	1.661	2.317
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)	348	159
	2.009	**2.476**

RWE hält Bankguthaben ausschließlich im Rahmen der kurzfristigen Liquiditätsdisposition. Für Geldanlagen werden Banken anhand verschiedener Bonitätskriterien ausgewählt. Hierzu zählen beispielsweise das Rating einer Bank durch eine der beiden renommierten Ratingagenturen Moody's und Standard & Poor's, ihr Eigenkapital sowie Preise für Credit Default Swaps (CDS). Die Verzinsung bewegt sich wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(22) Eigenkapital

Die Aufgliederung des Eigenkapitals ist auf Seite 130 dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.11 Stückzahl		31.12.10 Stückzahl		31.12.11 Buchwert	31.12.10 Buchwert
	in Tsd.	in %	in Tsd.	in %	in Mio. €	in Mio. €
Stammaktien	575.745	93,7	523.405	93,1	1.474	1.340
Vorzugsaktien	39.000	6,3	39.000	6,9	100	100
	614.745	**100,0**	**562.405**	**100,0**	**1.574**	**1.440**

Bei den Stamm- und Vorzugsaktien handelt es sich um nennbetragslose Inhaber-Stückaktien. Vorzugsaktien gewähren grundsätzlich kein Stimmrecht. Den Vorzugsaktionären steht unter bestimmten Voraussetzungen bei der Verteilung des Bilanzgewinns ein Vorzugsgewinnanteil von 0,13 € je Aktie zu.

Als Bestandteil eines Gesamtpakets zur Stärkung der Eigenkapitalbasis und der Verbesserung der Kapitalstruktur des Konzerns hat die RWE AG am 5. Dezember 2011 eine Kapitalerhöhung sowie die Veräußerung eigener Anteile beschlossen. Sowohl die neu ausgegebenen Aktien als auch die veräußerten eigenen Aktien sind ab dem 1. Januar 2011 dividendenberechtigt.

Im Berichtsjahr wurden unter teilweiser Ausnutzung der Ermächtigung vom 17. April 2008 52.340.499 neue, auf den Inhaber lautende Stammaktien aus dem genehmigten Kapital gegen Bareinlage unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zum Ausgabebetrag von 26,00 € je Aktie ausgegeben. Aufgrund dessen erhöhte sich das Grundkapital um 133.991.677,44 € auf 1.573.748.477,44 € sowie die Kapitalrücklage um 1.226.861.296,56 € auf 2.384.745.363,45 €. Die Kapitalerhöhung wurde wirksam mit Eintragung in das Handelsregister am 7. Dezember 2011.

Darüber hinaus sind 28.105.327 eigene Aktien der Gesellschaft veräußert worden. Dies entspricht einem Anteil am Grundkapital in Höhe von 71.949.637,12 € (4,57 % des gezeichneten Kapitals nach erfolgter Kapitalerhöhung). Für die Veräußerung im Rahmen der Kapitalmaßnahme sind 730.738.502,00 € vereinnahmt worden.

Im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms wurden 442.692 eigene Aktien an Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen zur Vermögensbildung ausgegeben; der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 1.133.291,52 € (0,08 % des gezeichneten Kapitals). Hierfür sind 16.396.747,18 € vereinnahmt worden.

Transaktionskosten in Höhe von 16 Mio. € wurden im Berichtsjahr als Abzug vom Eigenkapital bilanziert (Vorjahr: 12 Mio. €).

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 17. April 2008 wurde der Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 16. April 2013 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 287.951.360,00 € durch Ausgabe von auf den Inhaber lautenden Stammaktien gegen Bar- oder Sacheinlage zu erhöhen (genehmigtes Kapital). Das Bezugsrecht der Aktionäre kann in bestimmten Fällen mit Zustimmung des Aufsichtsrats ausgeschlossen werden. Von der Ermächtigung wurde im Berichtsjahr im Umfang der durchgeführten Kapitalerhöhung Gebrauch gemacht, sodass ein genehmigtes Kapital in Höhe von 153.959.682,56 € verbleibt.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 22. April 2009 wurde der Vorstand bis zum 21. April 2014 zur Ausgabe von Options- oder Wandelanleihen ermächtigt. Der Gesamtnennwert der Anleihen ist auf 6.000 Mio. € begrenzt. Das Bezugsrecht der Aktionäre kann unter bestimmten Voraussetzungen ausgeschlossen werden. Zur Bedienung der Anleihen hat die Hauptversammlung die Schaffung eines bedingten Kapitals in Höhe von 143.975.680 €, eingeteilt in 56.240.500 Stück auf den Inhaber lautende Stammaktien, beschlossen. Aktien aus dem genehmigten Kapital sind auf Aktien aus dem bedingten Kapital anzurechnen, soweit sie jeweils unter Bezugsrechtsausschluss ausgegeben werden.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 20. April 2011 wurde die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 19. Oktober 2012 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu insgesamt 10 % des zum Zeitpunkt der Beschlussfassung der Hauptversammlung oder – falls dieser Wert geringer ist – des zum Zeitpunkt der Ausübung der Ermächtigung bestehenden Grundkapitals zu erwerben; der Erwerb der Aktien darf auch unter Einsatz von Put- oder Call-Optionen durchgeführt werden. Der Vorstand der Gesellschaft ist aufgrund des Beschlusses ferner ermächtigt, eigene Aktien ohne weiteren Beschluss der Hauptversammlung einzuziehen. Darüber hinaus ist der Vorstand ermächtigt, eigene Aktien – unter bestimmten Bedingungen und unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre – an Dritte zu übertragen bzw. zu veräußern. Der Vorstand ist ferner ermächtigt, eigene Aktien zur Erfüllung von Verpflichtungen der Gesellschaft aus zukünftigen Belegschaftsaktienprogrammen zu verwenden; hierbei ist das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen.

Zum 31. Dezember 2011 befanden sich 298.454 nennbetragslose Stammaktien der RWE AG im Bestand der RWE AG (31.12.2010: 28.846.473), auf die ein Anteil am Grundkapital in Höhe von 764.042,24 € (0,05 % des gezeichneten Kapitals) entfällt. Die Anschaffungskosten der eigenen Anteile in Höhe von 24 Mio. € (31.12.2010: 2.272 Mio. €) wurden vom Buchwert des Eigenkapitals abgesetzt. Die im Bestand befindlichen eigenen Aktien wurden auf Basis der Hauptversammlungsbeschlüsse vom 18. April 2007 und vom 17. April 2008 im Zeitraum vom 21. Februar bis 16. Mai 2008 erworben. Sie können zu allen von der Hauptversammlung jeweils vorgesehenen Verwendungszwecken für eigene Aktien verwendet werden.

Die RWE AG hat im September 2010 eine Hybridanleihe mit einem Nominalvolumen von 1,75 Mrd. € begeben. Die gegenüber allen anderen Gläubigertiteln nachrangige Anleihe hat eine unbegrenzte Laufzeit und kann nur durch die RWE AG zu bestimmten, vertraglich vereinbarten Terminen oder Anlässen gekündigt werden. Der Zinssatz bis zum ersten Kündigungstermin im Jahr 2015 beträgt 4,625 % p.a. Wird die Anleihe zu diesem Termin nicht gekündigt, ergibt sich der neue Zinssatz bis zum nächsten Kündigungstermin im Jahr 2020 durch den dann geltenden Fünfjahres-Interbankensatz zuzüglich eines Kreditaufschlags von 265 Basispunkten. Falls auch zu diesem Termin nicht gekündigt wird, erfolgt eine Umwandlung in eine variabel verzinsliche Anleihe mit jährlichem Kündigungsrecht und einem Zinssatz in Höhe des Zwölf-Monats-EURIBOR zuzüglich 365 Basispunkten. Die Zinszahlungen können unter bestimmten Voraussetzungen ausgesetzt werden, insbesondere wenn Vorstand und Aufsichtsrat der Hauptversammlung vorschlagen, keine Dividende auszuzahlen. Ausgesetzte Zinszahlungen müssen nachgeholt werden, sobald wieder die Zahlung einer Dividende vorgeschlagen wird. Die Hybridanleihe darf nach zehn Jahren nur durch die Ausgabe von Eigenkapital oder eigenkapitalähnlichen Finanzinstrumenten, z.B. neuen Hybridanleihen, abgelöst werden. Zum ersten Kündigungstermin nach fünf Jahren kann die Hybridanleihe ohne Restriktionen im Hinblick auf die Nachfolgefinanzierung abgelöst werden.

Nach IAS 32 ist die begebene Hybridanleihe als Eigenkapital zu klassifizieren. Das aufgenommene Kapital wurde vermindert um Kapitalbeschaffungskosten und unter Berücksichtigung von Steuern in das Eigenkapital eingestellt. Die Zinsen an die Anleiheinhaber werden nach Abzug von Steuern direkt gegen das Eigenkapital gebucht.

Im Accumulated Other Comprehensive Income werden die Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumente, der Cash Flow Hedges, der Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten und die Währungsdifferenzen bei der Umrechnung ausländischer Abschlüsse erfasst.

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2011 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 2,00 € je dividendenberechtigter Stückaktie:

Dividende	1.228.894.090,00 €
Gewinnvortrag	892.779,53 €
Bilanzgewinn	1.229.786.869,53 €

Der Gewinnverwendungsvorschlag berücksichtigt die im Besitz der Gesellschaft befindlichen nicht dividendenberechtigten eigenen Aktien zum 31. Dezember 2011. Bis zum Zeitpunkt der Hauptversammlung kann sich die Zahl der dividendenberechtigten Aktien vermindern, wenn weitere eigene Aktien erworben werden. Umgekehrt kann sich die Zahl der dividendenberechtigten Aktien erhöhen, wenn bis zum Zeitpunkt der Hauptversammlung eigene Aktien veräußert werden. In diesen Fällen wird der Hauptversammlung bei gleichbleibendem Dividendenbetrag je dividendenberechtigter Stückaktie ein angepasster Gewinnverwendungsvorschlag unterbreitet werden, nach dem sich der an die Aktionäre insgesamt auszuschüttende Betrag um den Teilbetrag, der auf die zwischen dem 1. Januar 2012 und dem Zeitpunkt des Gewinnverwendungsbeschlusses hinzuerworbenen eigenen Aktien auszuschütten wäre, vermindert und sich um den Teilbetrag, der auf die zwischen dem 1. Januar 2012 und dem Zeitpunkt des Gewinnverwendungsbeschlusses veräußerten eigenen Aktien auszuschütten ist, erhöht. Der Gewinnvortrag erhöht oder ermäßigt sich um diese Teilbeträge.

Die für das Geschäftsjahr 2010 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 20. April 2011 auf 3,50 € je dividendenberechtigter Stamm- und Vorzugsaktie. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 1.867 Mio. €.

Anteile anderer Gesellschafter

Unter dieser Position ist der Anteilsbesitz Dritter an den Konzerngesellschaften erfasst.

Hohe Fremdanteile gibt es im Wesentlichen bei Energieversorgungsunternehmen in Ungarn, tschechischen Gasverteilern und deutschen Regionalversorgern.

(23) Aktienkursbasierte Vergütungen

Während des Berichtsjahres gab es folgende konzernweite aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen: Beat 2005 und Beat 2010. Die Aufwendungen daraus werden von den jeweiligen Konzerngesellschaften getragen, bei denen die Bezugsberechtigten beschäftigt sind.

	Beat 2005	
	Tranche 2008	Tranche 2009
Zusagezeitpunkt	01.01.2008	01.01.2009
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	1.668.836	3.251.625
Laufzeit	drei Jahre	drei Jahre
Auszahlungsbedingungen	Automatische Auszahlung, sofern nach Ablauf einer Wartezeit von drei Jahren eine Outperformance gegenüber 25 % der Vergleichsunternehmen des Dow-Jones-STOXX-Utilities-Index erreicht wurde, gemessen an deren Indexgewicht zum Zeitpunkt der Auflegung des Programms. Die Outperformance wird anhand des Total Shareholder Return gemessen, der die Entwicklung des Aktienkurses zzgl. reinvestierter Dividenden berücksichtigt.	
Ermittlung der Auszahlung	1. Ermittlung des Indexgewichts der Vergleichsunternehmen, die am Ende der Laufzeit einen geringeren Total Shareholder Return als RWE aufweisen. 2. Durch Quadrierung dieses Prozentsatzes und Multiplikation mit 1,25 errechnet sich der Performance-Faktor. 3. Berechnung der auszahlbaren Performance Shares als Produkt aus bedingt zugeteilten Performance Shares und Performance-Faktor. 4. Die Auszahlung entspricht der endgültigen Anzahl der Performance Shares, bewertet mit dem durchschnittlichen RWE-Aktienkurs der letzten 20 Börsenhandelstage vor Programmablauf. Sie ist auf den zweifachen Zuteilungswert der Performance Shares begrenzt.	
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	▪ Kommt es während der Wartezeit zu einem Wechsel der Unternehmenskontrolle, wird eine Entschädigungszahlung gewährt. Sie berechnet sich durch Multiplikation des im Zuge der Übernahme für die RWE-Aktien gezahlten Preises mit der endgültigen Anzahl der Performance Shares. Letztere wird den Planbedingungen entsprechend bezogen auf den Zeitpunkt der Abgabe des Übernahmeangebots ermittelt. ▪ Im Falle einer Fusion mit einer anderen Gesellschaft errechnet sich die Entschädigung aus dem Fair Value der Performance Shares zum Zeitpunkt der Fusion, multipliziert mit der zeitanteiligen Anzahl der Performance Shares, die dem Verhältnis zwischen der gesamten Wartezeit und der Wartezeit bis zur Fusion entspricht.	
Form des Ausgleichs	Barausgleich	

	Beat 2010		
	Tranche 2010 Wartezeit: 3 Jahre	Tranche 2010 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2011 Wartezeit: 4 Jahre
Zusagezeitpunkt	01.01.2010	01.01.2010	01.01.2011
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	826.954	1.059.467	2.621.542
Laufzeit	drei Jahre	fünf Jahre	fünf Jahre
Auszahlungsbedingungen	Automatische Auszahlung, sofern nach Ablauf einer Wartezeit von drei Jahren (Bewertungsstichtag: 31.12. des dritten Jahres) eine Outperformance gegenüber mindestens 25% der Vergleichsunternehmen des Dow-Jones-STOXX-Utilities-Index erreicht wurde, gemessen an deren Indexgewicht zum Zeitpunkt der Auflegung der Tranche. Die Outperformance wird anhand des Total Shareholder Return gemessen, der die Entwicklung des Aktienkurses zzgl. reinvestierter Dividenden berücksichtigt.	Möglichkeit der Auszahlung an drei Ausübungszeitpunkten (Bewertungsstichtage: 31.12. des vierten Jahres, 30.06. und 31.12. des fünften Jahres), sofern zum Bewertungsstichtag eine Outperformance gegenüber mindestens 25% der Vergleichsunternehmen des Dow-Jones-STOXX-Utilities-Index erreicht wurde, gemessen an deren Indexgewicht zum Zeitpunkt der Auflegung der Tranche. Die Outperformance wird anhand des Total Shareholder Return gemessen, der die Entwicklung des Aktienkurses zzgl. reinvestierter Dividenden berücksichtigt. Zum dritten Bewertungsstichtag erfolgt eine automatische Auszahlung, zum ersten und zweiten Bewertungsstichtag kann die Anzahl der auszahlbaren Performance Shares frei gewählt werden.	
Ermittlung der Auszahlung	1. Ermittlung des Indexgewichts der Vergleichsunternehmen, die zum Bewertungsstichtag einen geringeren Total Shareholder Return als RWE aufweisen. 2. Die Anzahl der werthaltigen (auszahlbaren) Performance Shares ergibt sich auf Basis einer linearen Auszahlungskurve. Ab einem übertroffenen Indexgewicht von 25% werden 7,5% der bedingt zugeteilten Performance Shares werthaltig. Danach werden für jeden über das Indexgewicht von 25% hinausgehenden Prozentpunkt weitere 1,5% der zugeteilten Performance Shares werthaltig. 3. Die Auszahlung entspricht der Anzahl werthaltiger Performance Shares, bewertet mit dem durchschnittlichen RWE-Aktienkurs der letzten 60 Börsenhandelstage vor dem Bewertungsstichtag. Sie ist auf den zweifachen Zuteilungswert der Performance Shares begrenzt.		
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	▪ Kommt es während der Wartezeit zu einem Wechsel der Unternehmenskontrolle, wird eine Entschädigungszahlung gewährt. Sie berechnet sich durch Multiplikation des im Zuge der Übernahme für die RWE-Aktien gezahlten Preises mit der endgültigen, noch nicht ausgeübten Anzahl der Performance Shares. Letztere wird den Planbedingungen entsprechend bezogen auf den Zeitpunkt der Abgabe des Übernahmeangebots ermittelt. ▪ Fusioniert die RWE AG mit einer anderen Gesellschaft, so verfallen die Performance Shares und es wird eine Entschädigungszahlung vorgenommen. Hierzu wird zunächst der Fair Value der Performance Shares zum Zeitpunkt der Fusion berechnet. Dieser Fair Value wird dann mit der pro rata gekürzten Anzahl der gewährten Performance Shares multipliziert. Der Kürzungsfaktor berechnet sich aus dem Verhältnis der Zeit von Laufzeitbeginn bis zur Fusion zur gesamten Laufzeit des Plans multipliziert mit dem Verhältnis der zum Zeitpunkt der Fusion noch nicht ausgeübten Performance Shares zu den zu Beginn der Laufzeit insgesamt gewährten Performance Shares.		
Eigeninvestment	Als Voraussetzung für die Teilnahme müssen die Planteilnehmer nachweislich ein Sechstel des Bruttozuteilungswertes der Performance Shares vor Steuern in RWE-Stammaktien investieren und bis zum Ablauf der Wartezeit der jeweiligen Tranche halten.		
Form des Ausgleichs	Barausgleich		

Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Beat bedingt zugeteilten Performance Shares betrug zum Zeitpunkt der Zuteilung 17,01 € pro Stück für die Tranche 2011, 25,96 € pro Stück für die Tranche 2010 (vierjährige Wartezeit), 28,80 € pro Stück für die Tranche 2010 (dreijährige Wartezeit) und 11,93 € pro Stück für die Tranche 2009. Diese Werte wurden durch eine externe Berechnungsstelle mithilfe eines stochastischen, multivariaten Black-Scholes-Standardmodells per Monte-Carlo-Simulation auf Basis von jeweils einer Million Szenarien ermittelt. Bei ihrer Ermittlung wurden die in den Programmbedingungen festgelegte maximale Auszahlung je bedingt zugeteilter Performance Share, die restlaufzeitbezogenen Diskontsätze, die Volatilitäten und die erwarteten Dividenden der RWE AG und ihrer Vergleichsunternehmen berücksichtigt.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr zeigte sich folgende Entwicklung der Performance Shares:

Performance Shares aus Beat 2005	Tranche 2008	Tranche 2009
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	1.652.025	3.226.809
Zugesagt		
Veränderung (zugeteilt/verfallen)		–69.955
Ausgezahlt	–1.652.025	
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres		3.156.854
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres		

Performance Shares aus Beat 2010	Tranche 2010 Wartezeit: 3 Jahre	Tranche 2010 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2011 Wartezeit: 4 Jahre
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	815.020	1.046.028	
Zugesagt			2.621.542
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	–11.523	–13.194	–60.924
Ausgezahlt			
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	803.497	1.032.834	2.560.618
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres			

Die Restlaufzeit beträgt vier Jahre für die Tranche 2011, drei Jahre für die Tranche 2010 mit vierjähriger Wartezeit und ein Jahr für die Tranche 2010 mit dreijähriger Wartezeit. Die Vertragslaufzeit für die Tranche 2009 endete mit Ablauf des Berichtsjahres. Da die Auszahlungsbedingungen nicht erfüllt waren, findet eine Auszahlung nicht statt.

Zusätzlich gab es bei RWE Npower plc., RWE Supply & Trading GmbH, RWE IT UK Ltd. und RWE Npower Renewables Ltd. folgende aktienkursbasierte Vergütungssysteme mit Eigenkapitalausgleich für Führungskräfte und Mitarbeiter (Sharesave Scheme):

RWE Npower plc./RWE Supply & Trading GmbH/ RWE IT UK Ltd./RWE Npower Renewables Ltd.	Sharesave Scheme
Tranchen	2008 – 2011
Anzahl gewährter Optionen je Tranche	9.146 – 501.892
Vertragliche Laufzeit	drei Jahre
Wartezeit	drei Jahre
Ausübungspreis	26,20 – 50,24 £
Form des Ausgleichs	bestehende Aktien

Im abgelaufenen Geschäftsjahr zeigte sich folgende Entwicklung der ausstehenden Optionen aus dem Sharesave Scheme:

Optionen aus dem Sharesave Scheme	Tranchen 2008 bis 2011
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	915.699
Zugesagt	627.093
Ausgeübt	–13.282
Ausgelaufen	–316.344
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	1.213.166
Ausübbar am Ende des Geschäftsjahres	142.979

Aus den konzernweiten aktienkursbasierten Vergütungssystemen entstanden im Berichtszeitraum Erträge von insgesamt 9 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €). Wie im Vorjahr wurden die Ansprüche ausschließlich durch Barausgleich abgegolten. Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 4 Mio. € (Vorjahr: 44 Mio. €). Der innere Wert der zum Bilanzstichtag auszahlbaren aktienkursbasierten Vergütungen mit Barausgleich betrug zum Bilanzstichtag 0 Mio. € (Vorjahr: 28 Mio. €).

(24) Rückstellungen

Rückstellungen	31.12.11			31.12.10		
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.846		3.846	3.318		3.318
Steuerrückstellungen	2.645	260	2.905	3.194	407	3.601
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	9.896	470	10.366	9.686	324	10.010
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.683	97	2.780	2.822	98	2.920
	19.070	**827**	**19.897**	**19.020**	**829**	**19.849**
Sonstige Rückstellungen						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.000	773	1.773	901	747	1.648
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	645	141	786	456	139	595
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.028	910	1.938	820	867	1.687
Ungewisse Verpflichtungen aus dem Stromgeschäft	465	90	555	451	337	788
Umweltschutzverpflichtungen	136	48	184	133	49	182
Zinszahlungsverpflichtungen	725	35	760	714	27	741
Rückgabeverpflichtungen CO_2-Emissionsrechte/ Zertifikate alternativer Energien		902	902		972	972
Übrige sonstige Rückstellungen	760	1.601	2.361	990	1.605	2.595
	4.759	**4.500**	**9.259**	**4.465**	**4.743**	**9.208**
	23.829	**5.327**	**29.156**	**23.485**	**5.572**	**29.057**

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen. Die betriebliche Altersversorgung setzt sich aus beitragsorientierten und leistungsorientierten Versorgungssystemen zusammen.

In beitragsorientierte Versorgungssysteme sind im Berichtsjahr 65 Mio. € (Vorjahr: 50 Mio. €) eingezahlt worden. Mit erfasst sind Beiträge von RWE im Rahmen eines Versorgungsplans in den Niederlanden, der Zusagen verschiedener Arbeitgeber umfasst. Hier stellt der Versorgungsträger den teilnehmenden Unternehmen keine Informationen zur Verfügung, die die anteilige Zuordnung von Verpflichtung, Planvermögen und Dienstzeitaufwand erlauben. Im RWE-Konzernabschluss erfolgt die Berücksichtigung der Beiträge entsprechend einer beitragsorientierten Versorgungszusage.

Zur externen Finanzierung der betrieblichen Altersversorgung wurden 2011 im Rahmen von Contractual Trust Arrangements (CTA) Körperschaftsteuerguthaben in Höhe von 495 Mio. € auf den RWE Pensionstreuhand e.V. übertragen. Da die übertragenen Vermögenswerte als Planvermögen im Sinne des IAS 19 zu qualifizieren sind, wurden zum 31. Dezember 2011 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen mit den übertragenen Vermögenswerten saldiert. Die Rückstellungen verminderten sich in entsprechendem Umfang.

Die Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungssysteme wird nach versicherungsmathematischen Methoden ermittelt. Dabei werden folgende Rechnungsannahmen zugrunde gelegt:

Rechnungsannahmen	31.12.11		31.12.10	
in %	Inland	Ausland[1]	Inland	Ausland[1]
Abzinsungsfaktor	5,25	4,80	5,25	5,30
Gehaltssteigerungsrate	2,75	4,50	2,75	4,90
Rentensteigerungsrate	1,00 bzw. 1,75	2,90	1,00 bzw. 1,50	3,30
Erwartete Rendite des Planvermögens	5,50	4,24	5,75	5,50

1 Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Entwicklung des Planvermögens	Beizulegender Zeitwert	
in Mio. €	2011	2010
Stand: 01.01.	13.833	13.139
Erwarteter Vermögensertrag der Fonds	767	730
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds	716	166
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	15	16
Rentenzahlungen der Fonds	–877	–871
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste der Fonds	–250	541
Währungsanpassungen	153	124
Änderungen des Konsolidierungskreises	–2	–12
Stand: 31.12.	**14.355**	**13.833**

Die erwarteten Renditen des Planvermögens werden in Abhängigkeit von der jeweiligen Vermögenskategorie bestimmt. Bei Aktienanlagen orientieren sie sich an der Performance, die unter Berücksichtigung der aktuellen Zusammensetzung des Aktienportfolios im langjährigen Mittel in den jeweiligen Branchen und geografischen Märkten beobachtet wird. Bei festverzinslichen Wertpapieren werden sie nach anerkannten Methoden aus sachgerecht ausgewählten Notierungen und Indizes abgeleitet. Die erwarteten Erträge aus Immobilien werden unter Berücksichtigung der jeweiligen Vermarktungsmöglichkeiten ermittelt, die von den vertraglichen Bindungen und örtlichen Marktgegebenheiten abhängen.

Die Pensionsrückstellungen leiten sich wie folgt ab:

Pensionsrückstellungen (fondsfinanzierte und nicht fondsfinanzierte Versorgungsansprüche) in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Barwert der fondsfinanzierten Versorgungsansprüche	16.114	15.170
Zeitwert des Planvermögens	14.355	13.833
Nettoposition aus fondsfinanzierten Versorgungsansprüchen (Saldo)	**1.759**	**1.337**
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	60	56
Bilanzierte Rückstellung für fondsfinanzierte Versorgungsansprüche	**1.819**	**1.393**
Bilanzierte Rückstellung für nicht fondsfinanzierte Versorgungsansprüche	**2.027**	**1.925**
	3.846	**3.318**

Die bis zum 31. Dezember 2011 entstandenen versicherungsmathematischen Gewinne/Verluste ohne Berücksichtigung von Steuern wurden in Höhe von –7.136 Mio. € (31.12.2010: –6.254 Mio. €) mit den Gewinnrücklagen verrechnet. Die tatsächlichen Vermögenserträge der Fonds summierten sich 2011 auf 517 Mio. € (Vorjahr: 1.271 Mio. €).

Zusammensetzung des Planvermögens (Zeitwerte)	31.12.11			31.12.10		
in Mio. €	Inland[1]	Ausland[2]	Gesamt	Inland[1]	Ausland[2]	Gesamt
Eigenkapitaltitel	2.385	544	2.929	2.783	781	3.564
Zinstragende Titel	4.248	3.538	7.786	4.537	2.856	7.393
Immobilien	164	193	357	166	196	362
Mischfonds[3]	927		927	947		947
Alternative Investments	877	663	1.540	918	439	1.357
Sonstiges[4]	777	39	816	155	55	210
	9.378	**4.977**	**14.355**	**9.506**	**4.327**	**13.833**

1 Beim Planvermögen in Deutschland handelt es sich im Wesentlichen um treuhänderisch durch den RWE Pensionstreuhand e.V. verwaltetes Vermögen der RWE AG und weiterer Konzernunternehmen sowie Vermögen der RWE Pensionsfonds AG.
2 Beim ausländischen Planvermögen handelt es sich um Vermögen eines britischen Pensionsfonds zur Abdeckung von Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien.
3 Darin enthalten sind Dividendenpapiere und zinstragende Titel.
4 Darin enthalten sind an den RWE Pensionstreuhand e.V. übertragene Forderungen aus Körperschaftsteuerguthaben, Rückdeckungsansprüche gegenüber Versicherungen und sonstiges Kassenvermögen von Unterstützungskassen.

Zusammensetzung des Planvermögens (Ziel-Anlagestruktur)	31.12.11		31.12.10	
in %	Inland[1]	Ausland[2]	Inland[1]	Ausland[2]
Eigenkapitaltitel	23,4	10,9	23,4	17,5
Zinstragende Titel	54,2	71,1	54,3	67,5
Immobilien	2,4	3,9	2,3	5,0
Mischfonds[3]	10,0		10,0	
Alternative Investments	10,0	14,1	10,0	10,0
	100,0	**100,0**	**100,0**	**100,0**

1 Beim Planvermögen in Deutschland handelt es sich im Wesentlichen um treuhänderisch durch den RWE Pensionstreuhand e.V. verwaltetes Vermögen der RWE AG und weiterer Konzernunternehmen sowie Vermögen der RWE Pensionsfonds AG.
2 Beim ausländischen Planvermögen handelt es sich um Vermögen eines britischen Pensionsfonds zur Abdeckung von Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien.
3 Darin enthalten sind Dividendenpapiere und zinstragende Titel.

Entwicklung der Versorgungsansprüche in Mio. €	Barwert 2011	 2010
Stand: 01.01.	17.095	16.341
Laufender Dienstzeitaufwand	204	201
Zinsaufwand	880	877
Arbeitnehmerbeiträge	15	16
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste	632	508
Gezahlte Leistungen	–993	–979
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	14	7
Währungsanpassungen	172	145
Änderungen des Konsolidierungskreises	122	–21
Stand: 31.12.	**18.141**	**17.095**

Der nachverrechnete Dienstzeitaufwand enthielt im Geschäftsjahr 2011 ausschließlich eine Erhöhung von Leistungszusagen in Großbritannien. Im Vorjahr beruhte er auf einer Erhöhung der Leistungszusagen in Großbritannien (22 Mio. €), während in Deutschland entlastende Effekte auftraten.

Aufwand Pensionen in Mio. €	2011	2010
Dienstzeitaufwand	204	201
Zinsaufwand	880	877
Erwarteter Vermögensertrag der Fonds	–767	–730
Anpassungsbetrag aufgrund des nachverrechneten Dienstzeitaufwands	14	7
	331	**355**

Der Barwert der Versorgungsansprüche abzüglich des beizulegenden Zeitwertes des Planvermögens ergibt die Nettoposition aus fondsfinanzierten und nicht fondsfinanzierten Versorgungsansprüchen. Hier zeigte sich in den vergangenen fünf Jahren folgende Entwicklung:

Nettoposition aus fondsfinanzierten und nicht fondsfinanzierten Versorgungsansprüchen in Mio. €	2011	2010	2009	2008	2007
Barwert der Versorgungsansprüche	18.141	17.095	16.341	13.768	15.733
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	14.355	13.833	13.139	11.030	12.675
Saldo	**3.786**	**3.262**	**3.202**	**2.738**	**3.058**

Im gleichen Zeitraum wurden folgende erfahrungsbedingte Anpassungen bei den Barwerten der Versorgungsansprüche und den Zeitwerten des Planvermögens vorgenommen:

Erfahrungsbedingte Anpassungen in Mio. €	2011	2010	2009	2008	2007
Barwert der Versorgungsansprüche	–149	–199	–451	–40	367
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	–250	541	1.162	–2.107	–494

Die erfahrungsbedingten Anpassungen können die Barwerte der Versorgungsansprüche oder die beizulegenden Zeitwerte des Planvermögens betreffen. Je nachdem sind sie Teil der auf die Versorgungsansprüche oder auf das Planvermögen entfallenden versicherungsmathematischen Gewinne oder Verluste des jeweiligen Jahres.

Im Geschäftsjahr 2012 werden voraussichtlich 293 Mio. € in leistungsorientierte Pläne eingezahlt.

Rückstellungsspiegel in Mio. €	Stand: 01.01.11	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil/ Änderungen des Zinssatzes	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen	Inanspruchnahmen	Stand: 31.12.11
Pensionsrückstellungen	3.318	214		117	1.018[1]	–821	3.846
Steuerrückstellungen	3.601	322	–246		–277	–495	2.905
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.010	104		492	32	–272	10.366
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.920	146	–337	117		–66	2.780
	19.849	**786**	**–583**	**726**	**773**	**–1.654**	**19.897**
Sonstige Rückstellungen							
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.648	821	–60	39	–3	–672	1.773
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	595	349	–41	–10	9	–116	786
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.687	800	–343	86	383	–675	1.938
Ungewisse Verpflichtungen aus dem Stromgeschäft	788	74	–175	8	–110	–30	555
Umweltschutzverpflichtungen	182	22	–6	2	1	–17	184
Zinszahlungsverpflichtungen	741	82	–1		–55	–7	760
Rückgabeverpflichtungen CO_2-Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien	972	983	–135		3	–921	902
Übrige sonstige Rückstellungen	2.595	620	–302	22	–237	–337	2.361
	9.208	**3.751**	**–1.063**	**147**	**–9**	**–2.775**	**9.259**
Rückstellungen	**29.057**	**4.537**	**–1.646**	**873**	**764**	**–4.429**	**29.156**
Davon: Änderung des Konsolidierungskreises							(–68)

1 Inkl. Verrechnung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste gemäß IAS 19.93A

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich werden nahezu ausschließlich als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet. Der Großteil der Inanspruchnahme wird aus heutiger Sicht für die Jahre 2020 bis 2050 erwartet. Der Abzinsungsfaktor beträgt wie im Vorjahr 5,0%. Mengenbedingte Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens werden mit dem Barwert zugeführt. Im Berichtsjahr waren dies 35 Mio. € (Vorjahr: 92 Mio. €). Weitere Rückstellungszuführungen in Höhe von 69 Mio. € (Vorjahr: 88 Mio. €) sind darauf zurückzuführen, dass aktuelle Schätzungen per Saldo wie im Vorjahr zu einer Erhöhung der erwarteten Entsorgungskosten geführt haben. Die Zuführung zu den Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich besteht ferner vor allem aus dem Zinsanteil in Höhe von 492 Mio. € (Vorjahr: 472 Mio. €). Von den Rückstellungen wurden geleistete Anzahlungen in Höhe von 944 Mio. € (Vorjahr: 833 Mio. €) abgesetzt, die im Wesentlichen an ausländische Wiederaufarbeitungsunternehmen und an das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) für die Errichtung der Endlager entrichtet worden sind.

Die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich lassen sich nach ihrer vertraglichen Konkretisierung wie folgt aufgliedern:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	7.724	7.977
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	2.642	2.033
	10.366	**10.010**

Die Rückstellungsbestandteile für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen umfassen im Rahmen der Brennelententsorgung die langfristig zu erwartenden Kosten der direkten Endlagerung von Brennelementen, des in Deutschland derzeit einzig möglichen Entsorgungspfads, ferner die Kosten der Entsorgung von radioaktiven Abfällen aus der Wiederaufarbeitung – im Wesentlichen für die durchzuführenden Transporte von zentralen und standortnahen Zwischenlagern zur Konditionierungsanlage bzw. zum Endlager – sowie die Kosten der endlagergerechten Konditionierung und der Behälter. Die Schätzungen basieren überwiegend auf Konzepten interner und externer Experten, insbesondere der GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen. Hinsichtlich der Stilllegung von Kernkraftwerken werden hier die Kosten der Nachbetriebsphase und des Rückbaus nach Angaben externer, branchenweit anerkannter und laufend aktualisierter Fachgutachten der NIS Ingenieurgesellschaft mbH, Alzenau, berücksichtigt. Schließlich sind die gesamten Kosten der Endlagerung aller radioaktiven Abfälle, ausgehend von Angaben des BfS, unter der Position erfasst.

Die Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen betrifft sämtliche nukleare Verpflichtungen für die Entsorgung von Brennelementen und radioaktiven Abfällen sowie für die Stilllegung von Kernkraftwerken, deren Bewertung durch zivilrechtliche Verträge konkretisiert ist. Sie beinhaltet die zu erwartenden restlichen Kosten der Wiederaufarbeitung, der Rücknahme (Transport, Behälter) und Zwischenlagerung der daraus resultierenden radioaktiven Abfälle sowie die Mehrkosten der Verwertung von Uran und Plutonium aus der Wiederaufarbeitung. Die Kosten beruhen auf bestehenden Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und mit der GNS. Daneben sind hier die Kosten der Transporte und der Zwischenlagerung von abgebrannten Brennelementen im Rahmen der direkten Endlagerung berücksichtigt. Die kraftwerkseigenen Standortzwischenlager sind für eine Betriebsdauer von 40 Jahren genehmigt. Sie gingen im Zeitraum von 2002 bis 2006 in Betrieb. Weiterhin werden die Beträge für die – im Wesentlichen von der GNS ausgeführten – Konditionierung und Zwischenlagerung radioaktiver Betriebsabfälle ausgewiesen.

Vor dem Hintergrund des deutschen Atomgesetzes (AtG), im Wesentlichen § 9a AtG, gliedern sich die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich wie folgt:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Stilllegung von Kernkraftwerksanlagen	4.964	4.490
Entsorgung von Kernbrennelementen	4.658	4.831
Entsorgung radioaktiver Betriebsabfälle	744	689
	10.366	**10.010**

Auch bergbaubedingte Rückstellungen sind größtenteils langfristig. Sie werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag angesetzt. Dabei legen wir wie im Vorjahr einen Abzinsungsfaktor von 5,0 % zugrunde. Im Berichtsjahr sind den bergbaubedingten Rückstellungen 146 Mio. € (Vorjahr: 117 Mio. €) zugeführt worden. Davon wurden 99 Mio. € (Vorjahr: 67 Mio. €) unter dem Posten „Sachanlagen" aktiviert. Der Zinsanteil bei der Zuführung zu den bergbaubedingten Rückstellungen betrug 117 Mio. € (Vorjahr: 151 Mio. €).

Die Rückstellungen für Restrukturierungen beziehen sich im Wesentlichen auf Maßnahmen für den sozialverträglichen Personalabbau.

(25) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten	31.12.11		31.12.10	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Anleihen[1]	13.395	1.815	14.864	1.496
Commercial Paper		3.403		493
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.178	168	293	426
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		283		567
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten	855	826	751	920
	15.428	**6.495**	**15.908**	**3.902**

1 Inkl. Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Gegenüber assoziierten Unternehmen bestanden Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 197 Mio. € (Vorjahr: 187 Mio. €).

Von den langfristigen Finanzverbindlichkeiten waren 14.698 Mio. € (Vorjahr: 15.679 Mio. €) verzinslich.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die Finanzverbindlichkeiten um 268 Mio. €.

Die ausstehenden Anleihen sind im Wesentlichen von der RWE AG oder der RWE Finance B.V. begeben worden.

Im Oktober 2011 hat die RWE AG eine Hybridanleihe über 250 Mio. CHF mit einer Laufzeit bis zum 4. April 2072 begeben. Ein Kündigungsrecht des Emittenten besteht erstmalig am 4. April 2017. Der Kupon der Anleihe beträgt 5,25%.

Die folgende Übersicht zeigt die Eckdaten der wesentlichen RWE-Anleihen zum 31. Dezember 2011:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert	Kupon in %	Fälligkeit
RWE Finance B.V.	1.808 Mio. €	1.815 Mio. €	6,125	Oktober 2012
RWE Finance B.V.	250 Mio. US$	193 Mio. €	2,0	Februar 2013
RWE Finance B.V.	630 Mio. £	754 Mio. €	6,375	Juni 2013
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	997 Mio. €	5,75	November 2013
RWE Finance B.V.	530 Mio. €	529 Mio. €	4,625	Juli 2014
RWE Finance B.V.	2.000 Mio. €	1.989 Mio. €	5,0	Februar 2015
RWE Finance B.V.	850 Mio. €	853 Mio. €	6,25	April 2016
RWE AG	100 Mio. €	100 Mio. €	variabel[1]	November 2017
RWE Finance B.V.	980 Mio. €	979 Mio. €	5,125	Juli 2018
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	992 Mio. €	6,625	Januar 2019
RWE Finance B.V.	570 Mio. £	685 Mio. €	6,5	April 2021
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	997 Mio. €	6,5	August 2021
RWE Finance B.V.	500 Mio. £	593 Mio. €	5,5	Juli 2022
RWE Finance B.V.	488 Mio. £	581 Mio. €	5,625	Dezember 2023
RWE Finance B.V.	760 Mio. £	912 Mio. €	6,25	Juni 2030
RWE AG	600 Mio. €	594 Mio. €	5,75	Februar 2033
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. £	1.178 Mio. €	6,125	Juli 2039
RWE AG	160 Mio. €[2]	166 Mio. €	4,76[2]	Februar 2040
RWE AG	250 Mio. CHF	204 Mio. €	5,25	April 2072
Übrige[3]	Diverse	99 Mio. €	Diverse	Diverse
Anleihen[4]		**15.210 Mio. €**		

1 Zinstermine: 15.05. und 15.11.
2 Nach Swap in Euro
3 Inkl. Schuldscheindarlehen
4 Inkl. Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihen

RWE hat im Rahmen des Commercial-Paper-Programms Emissionen auf dem europäischen Kapitalmarkt getätigt. Das Programm wurde 2011 mit bis zu 3,4 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) in Anspruch genommen. Die Verzinsung der Papiere lag zwischen 1,3 und 2,0% (Vorjahr: 0,4 und 1,3%).

In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing enthalten. Die Leasingverträge betreffen insbesondere Investitionsgüter im Stromgeschäft.

Die Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen haben folgende Fälligkeiten:

Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen	Fälligkeiten der Mindestleasingzahlungen					
	31.12.11			31.12.10		
in Mio. €	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert
Fällig im Folgejahr	8		8	8		8
Fällig nach 1 bis 5 Jahren	53	1	52	29	1	28
Fällig nach über 5 Jahren	128	1	127	101	2	99
	189	**2**	**187**	**138**	**3**	**135**

Darüber hinaus werden unter den sonstigen Finanzverbindlichkeiten die Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte ausgewiesen.

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 47 Mio. € (Vorjahr: 47 Mio. €) durch Grundpfandrechte und 86 Mio. € (Vorjahr: 107 Mio. €) durch ähnliche Rechte gesichert.

(26) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

Gegenüber assoziierten Unternehmen bestanden Verbindlichkeiten in Höhe von 220 Mio. € (Vorjahr: 115 Mio. €).

Auf die Explorationstätigkeit entfielen Verbindlichkeiten von 19 Mio. € (Vorjahr: 21 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises minderten die Verbindlichkeiten insgesamt um 811 Mio. €.

(27) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten	31.12.11		31.12.10	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Steuern		1.065		1.055
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	30	62	44	45
Verbindlichkeiten aus Restrukturierungen	75	32	98	42
Derivate	1.323	6.459	910	7.036
Passive Rechnungsabgrenzungsposten	1.679	276	1.894	299
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	331	3.437	638	3.899
	3.438	**11.331**	**3.584**	**12.376**

Als Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit sind insbesondere die noch abzuführenden Beiträge an Sozialversicherungen ausgewiesen.

Änderungen des Konsolidierungskreises minderten die übrigen Verbindlichkeiten um 237 Mio. €.

Passive Rechnungsabgrenzungsposten	31.12.11		31.12.10	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse	1.492	186	1.614	160
Investitionszuwendungen für Anlagegegenstände	24	2	11	2
Sonstige	163	88	269	137
	1.679	**276**	**1.894**	**299**

Die sonstigen übrigen Verbindlichkeiten enthalten 1.593 Mio. € (Vorjahr: 1.775 Mio. €) kurzfristige Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten (Put-Optionen) von Minderheitenanteilen.

Sonstige Angaben

(28) Ergebnis je Aktie

Das unverwässerte und verwässerte Ergebnis je Aktie ergeben sich, indem der den RWE-Aktionären zustehende Teil des Nettoergebnisses durch die durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien geteilt wird; eigene Aktien bleiben dabei unberücksichtigt. Auf Stammaktien und auf Vorzugsaktien entfällt das gleiche Ergebnis je Aktie.

Ergebnis je Aktie		2011	2010
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.806	3.308
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	538.971	533.559
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	3,35	6,20
Dividende je Aktie	€	2,00[1]	3,50

1 Vorschlag für das Geschäftsjahr 2011

(29) Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Die Finanzinstrumente lassen sich in originäre und derivative untergliedern.

Die originären Finanzinstrumente umfassen auf der Aktivseite im Wesentlichen die übrigen Finanzanlagen, die Forderungen, die kurzfristigen Wertpapiere und die flüssigen Mittel. Die Finanzinstrumente der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar" sind mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, die übrigen originären finanziellen Vermögenswerte mit den fortgeführten Anschaffungskosten. Auf der Passivseite bestehen die originären Finanzinstrumente im Wesentlichen aus mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten.

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte geben das maximale Ausfallrisiko wieder. Soweit bei den finanziellen Vermögenswerten Ausfallrisiken erkennbar sind, werden diese durch Wertberichtigungen erfasst.

Die beizulegenden Zeitwerte ergeben sich aus den Börsenkursen oder werden mit anerkannten Bewertungsmethoden ermittelt.

Für die Bewertung von Commodity-Derivaten werden Notierungen an aktiven Märkten (z.B. Börsenkurse) herangezogen. Liegen keine Notierungen vor, etwa weil der Markt nicht hinreichend liquide ist, werden beizulegende Zeitwerte auf der Grundlage anerkannter Bewertungsmodelle ermittelt. Dabei orientieren wir uns – soweit möglich – an Notierungen auf aktiven Märkten. Sollten auch diese nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese beinhalten sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden.

Commodity-Forwards, -Futures, -Optionen und -Swaps werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IAS 39 fallen – grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten am Bilanzstichtag bilanziert. Börsengehandelte Produkte werden mit den veröffentlichten Schlusskursen der jeweiligen Börsen bewertet. Bei nicht börsengehandelten Produkten erfolgt die Bewertung

anhand von öffentlich zugänglichen Brokerquotierungen oder – falls nicht vorhanden – anhand allgemein anerkannter Bewertungsmodelle. Die beizulegenden Zeitwerte bestimmter langfristiger Bezugs- oder Absatzverträge werden – sofern keine Marktdaten vorliegen – mithilfe anerkannter Bewertungsmodelle berechnet, für die interne Daten herangezogen werden.

Terminkäufe und -verkäufe von Aktien börsennotierter Gesellschaften werden mit den – um die jeweiligen Zeitkomponenten bereinigten – Börsenkursen der jeweiligen Aktien bewertet.

Bei derivativen Finanzinstrumenten, die wir zur Absicherung von Zinsrisiken einsetzen, werden die künftigen Zahlungsströme mithilfe aktueller restlaufzeitkongruenter Marktzinssätze abgezinst, um den beizulegenden Zeitwert der Sicherungsinstrumente am Bilanzstichtag zu ermitteln.

Der beizulegende Zeitwert von in den übrigen Finanzanlagen und Wertpapieren erfassten Finanzinstrumenten entspricht dem veröffentlichten Börsenkurs, sofern diese an einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Schuld- und Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis diskontierter erwarteter Zahlungsströme ermittelt. Zur Diskontierung werden aktuelle restlaufzeitkongruente Marktzinssätze herangezogen.

Die folgende Übersicht stellt die Einordnung aller zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Finanzinstrumente in die durch IFRS 7 vorgegebene Fair-Value-Hierarchie dar. Die einzelnen Stufen der Fair-Value-Hierarchie sind gemäß IFRS 7 wie folgt definiert:
Stufe 1: Bewertung mit (unverändert übernommenen) Preisen für identische Finanzinstrumente, die sich auf aktiven Märkten gebildet haben;
Stufe 2: Bewertung auf Basis von Inputfaktoren, bei denen es sich nicht um die auf Stufe 1 berücksichtigten notierten Preise handelt, die sich aber für das Finanzinstrument entweder direkt (d.h. als Preis) oder indirekt (d.h. in Ableitung von Preisen) beobachten lassen;
Stufe 3: Bewertung mithilfe von nicht auf beobachtbaren Marktdaten basierenden Faktoren.

Fair-Value-Hierarchie in Mio. €	Summe 2011	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 2010	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	836	83	370	383	750	67	237	446
Derivate (aktiv)	7.355		6.933	422	8.918		8.304	614
Wertpapiere	4.995	2.117	2.878		3.196	992	2.204	
Derivate (passiv)	7.782		6.935	847	7.946		7.748	198
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.593			1.593	1.775			1.775

Aufgrund von zunehmenden Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden im Geschäftsjahr 2011 finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert in Höhe von 150 Mio. € von Stufe 2 nach Stufe 1 umgegliedert.

Die folgende Darstellung zeigt die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2011 in Mio. €	Stand: 01.01.11	Änderungen des Konsolidierungskreises, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen erfolgswirksam	Veränderungen erfolgsneutral (OCI)	Veränderungen zahlungswirksam	Stand: 31.12.11
Übrige Finanzanlagen	446	–57	–13		7	383
Derivate (aktiv)	614	83	68	–199	–144	422
Derivate (passiv)	198	78	860	14	–303	847
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.775	–182				1.593

Aufgrund des Entfalls von direkt bzw. indirekt beobachtbaren Inputfaktoren bei der Bewertung von Stufe 2 Finanzinstrumenten wurden 83 Mio. € Derivate (aktiv) und 78 Mio. € Derivate (passiv) von Stufe 2 nach Stufe 3 umgegliedert.

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2010 in Mio. €	Stand: 01.01.10	Änderungen des Konsolidierungskreises, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen erfolgswirksam	Veränderungen erfolgsneutral (OCI)	Veränderungen zahlungswirksam	Stand: 31.12.10
Übrige Finanzanlagen	522	–141			65	446
Derivate (aktiv)	458		69	40	47	614
Derivate (passiv)	271	646	–65	–108	–546	198
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.562	213				1.775

Die im Jahr 2010 eingetretene Veränderung bei den Derivaten (passiv) in Höhe von 646 Mio. € war hauptsächlich auf die erstmalige Marktbewertung von zuvor als Eigenbedarfsverträge klassifizierten langfristigen Gasbezugsverträgen zurückzuführen.

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste in Mio. €	Gesamt 2011	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2010	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
Umsatzerlöse	68	59	210	210
Materialaufwand	–727	–727	–16	–13
Sonstige betriebliche Aufwendungen	–133		–60	–60
Beteiligungsergebnis	–13	–3		
	–805	**–671**	**134**	**137**

Auf die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte 2011 in Mio. €	Übrige Finanzanlagen	Finanz-forderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
Stand: 01.01.11	146	278	343	6	773
Zuführungen	17	39	229	1	286
Umbuchungen	8	–1	48		55
Währungsanpassungen	–1		–10		–11
Abgänge	6	23	209		238
Stand: 31.12.11	**164**	**293**	**401**	**7**	**865**

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte 2010 in Mio. €	Übrige Finanzanlagen	Finanz-forderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
Stand: 01.01.10	123	344	531	4	1.002
Zuführungen	3	18	259	2	282
Umbuchungen	33	–1	–2	5	35
Währungsanpassungen			11		11
Abgänge	13	83	456	5	557
Stand: 31.12.10	**146**	**278**	**343**	**6**	**773**

Zum Abschlussstichtag lagen im Anwendungsbereich von IFRS 7 überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in folgender Höhe vor:

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in Mio. €	Bruttowert 31.12.11	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
Finanzforderungen	4.392	49					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	7.869	1.075	373	79	55	52	192
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	8.071	5	2				2
	20.332	**1.129**	**375**	**79**	**55**	**52**	**194**

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in Mio. €	Bruttowert 31.12.10	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
Finanzforderungen	4.065	53					5
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	9.829	1.160	785	94	53	39	120
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	9.731	5	1			1	3
	23.625	**1.218**	**786**	**94**	**53**	**40**	**128**

Die finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten lassen sich in Bewertungskategorien mit den folgenden Buchwerten untergliedern:

Buchwerte nach Bewertungskategorien in Mio. €	31.12.11	31.12.10
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	4.613	6.040
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(4.613)	(6.040)
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	5.832	3.947
Kredite und Forderungen	14.285	16.553
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	5.141	6.503
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(5.141)	(6.503)
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	28.807	28.019

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Lediglich bei den Anleihen, Commercial Paper und sonstigen Finanzverbindlichkeiten weicht der Buchwert in Höhe von 21.923 Mio. € (Vorjahr: 19.810 Mio. €) vom beizulegenden Zeitwert in Höhe von 23.890 Mio. € (Vorjahr: 21.444 Mio. €) ab.

Finanzinstrumente wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung mit folgenden Nettoergebnissen gemäß IFRS 7 erfasst:

Nettoergebnisse gemäß IFRS 7 aus Finanzinstrumenten in Mio. €	2011	2010
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	–190	–813
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(–190)	(–813)
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	199	292
Kredite und Forderungen	289	286
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	–1.551	–1.741

Das Nettoergebnis gemäß IFRS 7 umfasst im Wesentlichen Zinsen, Dividenden und Ergebnisse aus der Bewertung von Finanzinstrumenten zum beizulegenden Zeitwert.

Bei den zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten wurden im Berichtsjahr Wertänderungen in Höhe von –93 Mio. € (Vorjahr: 91 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Darüber hinaus wurden ursprünglich erfolgsneutral gebuchte Wertänderungen von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten in Höhe von 4 Mio. € (Vorjahr: 89 Mio. €) als Ertrag realisiert.

Der RWE-Konzern ist als international tätiges Versorgungsunternehmen bei seiner gewöhnlichen Geschäftstätigkeit Kredit-, Liquiditäts- und Marktrisiken ausgesetzt. Marktrisiken resultieren insbesondere aus Änderungen von Commodity-Preisen, Währungskursen, Zinssätzen und Aktienkursen.

Wir begrenzen diese Risiken durch ein systematisches konzernübergreifendes Risikomanagement. Zu den zentralen Instrumenten gehört der Abschluss von Sicherungsgeschäften. Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen werden durch interne Richtlinien verbindlich vorgegeben.

Derivative Finanzinstrumente werden eingesetzt, um Währungs-, Commodity- und Zinsänderungsrisiken aus dem operativen Geschäft sowie aus Finanzierungsvorgängen zu verringern. Als Instrumente dienen dabei vor allem Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen, Zinsswaps, Zins-Währungs-Swaps sowie Termin-, Options-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities. Zusätzlich dürfen Derivate im Rahmen festgelegter Limite für den Eigenhandel eingesetzt werden.

Ausführliche Angaben zu den Risiken des RWE-Konzerns sowie zu den Zielen und Prozessen des Risikomanagements enthält das Kapitel „Entwicklung der Risiken und Chancen" im Lagebericht.

Bilanzielle Sicherungsbeziehungen gemäß IAS 39 dienen in erster Linie zur Reduktion von Währungsrisiken aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung, Risiken aus Fremdwährungsposten, Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie von Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften.

Fair Value Hedges haben den Zweck, Marktpreisrisiken bei festverzinslichen Ausleihungen und Verbindlichkeiten zu begrenzen. Die festverzinslichen Instrumente sollen in variabel verzinsliche Instrumente transformiert und damit ihr beizulegender Zeitwert gesichert werden. Als Sicherungsinstrumente dienen Zinsswaps und Zins-Währungs-Swaps. Bei Fair Value Hedges wird sowohl das Derivat als auch das abgesicherte Grundgeschäft erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Fair Value Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente belief sich zum Abschlussstichtag auf 90 Mio. € (Vorjahr: 99 Mio. €).

Aus der Buchwertanpassung der Grundgeschäfte entstanden im Berichtsjahr Verluste von 17 Mio. € (Vorjahr: 26 Mio. €), während Wertänderungen der Sicherungsinstrumente zu Gewinnen von 18 Mio. € (Vorjahr: 24 Mio. €) führten. Beides ist im Finanzergebnis erfasst.

Cash Flow Hedges werden vor allem zur Absicherung gegen Fremdwährungs- und Preisrisiken aus künftigen Umsätzen und Beschaffungsgeschäften eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente dienen Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen sowie Ter-

min-, Options-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities. Änderungen des Fair Values der Sicherungsinstrumente werden, soweit sie deren effektiven Teil betreffen, im Other Comprehensive Income erfasst, und zwar so lange, bis das Grundgeschäft realisiert wird. Der ineffektive Teil der Wertänderungen wird erfolgswirksam erfasst. Bei Realisation des Grundgeschäfts geht der Erfolgsbeitrag des Sicherungsgeschäfts aus dem Accumulated Other Comprehensive Income in die Gewinn- und Verlustrechnung ein. Der bilanzierte beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Cash Flow Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente betrug zum Abschlussstichtag –173 Mio. € (Vorjahr: 61 Mio. €).

Die mit Cash Flow Hedges abgesicherten künftigen Umsätze und Beschaffungsgeschäfte werden voraussichtlich in den folgenden 15 Jahren fällig und ergebniswirksam.

Im Berichtsjahr wurden Änderungen der beizulegenden Zeitwerte von Sicherungsinstrumenten, die als Cash Flow Hedges eingesetzt wurden, in Höhe von –1.135 Mio. € (Vorjahr: 1.310 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Diese Wertänderungen stellen den effektiven Teil der Sicherungsbeziehungen dar.

Ineffektivitäten aus Cash Flow Hedges wurden in Höhe von 27 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €) als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Darüber hinaus wurden Wertänderungen aus Cash Flow Hedges in Höhe von 478 Mio. € nach Steuern (Vorjahr: 1.152 Mio. €), die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, im Berichtsjahr als Ertrag realisiert.

Erfolgsneutral im Other Comprehensive Income ausgewiesene Wertänderungen aus Cash Flow Hedges verminderten die Anschaffungskosten nicht finanzieller Vermögenswerte um 2 Mio. € (Vorjahr: Erhöhung um 188 Mio. €).

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten dienen der Absicherung gegen Fremdwährungsrisiken aus den Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung. Als Sicherungsinstrumente setzen wir Anleihen verschiedener Laufzeiten in den entsprechenden Währungen sowie Zins-Währungs-Swaps ein. Ändern sich die Kurse von Währungen, auf die die sichernden Anleihen lauten, oder der Fair Value der sichernden Zins-Währungs-Swaps, wird dies in der Währungsumrechnungsdifferenz im Other Comprehensive Income berücksichtigt. Der beizulegende Zeitwert der Anleihen betrug zum Abschlussstichtag 2.167 Mio. € (Vorjahr: 2.103 Mio. €), der Zeitwert der Swaps 159 Mio. € (Vorjahr: 284 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Ineffektivitäten aus Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten in Höhe von 3 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €) als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Marktrisiken ergeben sich durch Schwankungen von finanzwirtschaftlichen Preisen sowie von Commodity-Preisen. Währungs-, Zins- und Aktienkursänderungen können das Ergebnis der Geschäftstätigkeit des Konzerns beeinflussen. Wegen der internationalen Präsenz des RWE-Konzerns kommt dem Management von Wechselkursänderungen große Bedeutung zu. Das britische Pfund und der US-Dollar sind wichtige Fremdwährungen für den Konzern. Brennstoffe notieren in diesen beiden Währungen, zudem ist RWE im britischen Währungsraum geschäftlich aktiv. Die Konzerngesellschaften sind grundsätzlich verpflichtet, sämtliche Währungsrisiken über die RWE AG abzusichern. Diese ermittelt die Nettofinanzposition je Währung und sichert sie – wenn nötig – mithilfe externer Marktpartner ab.

Zinsrisiken resultieren hauptsächlich aus den Finanzschulden und den zinstragenden Anlagen des Konzerns. Gegen negative Wertänderungen aus unerwarteten Zinsbewegungen sichern wir uns fallweise durch originäre und derivative Finanzgeschäfte ab.

Die Chancen und Risiken aus den Wertänderungen der Wertpapiere werden durch ein professionelles Fondsmanagement gesteuert. Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer zentralen Risikomanagement-Software erfasst und von der RWE AG überwacht. Dies ermöglicht einen Risikoausgleich über die Einzelgesellschaften hinweg.

Für Commodity-Geschäfte haben der Bereich Commodity-Management sowie die zum Bereich Controlling gehörende Abteilung Risikocontrolling Richtlinien aufgestellt. Demnach dürfen Derivate zur Absicherung gegen Preisrisiken, zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und zur Margenerhöhung eingesetzt werden. Darüber hinaus ist der Handel mit Commodity-Derivaten im Rahmen von Limiten erlaubt, die durch unabhängige organisatorische Einheiten festgelegt werden. Die Einhaltung dieser Obergrenzen wird täglich überwacht.

Alle derivativen Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Interpretation ihrer positiven und negativen beizulegenden Zeitwerte ist zu beachten, dass den Finanzinstru-

menten – außer beim Eigenhandel mit Commodities – i.d.R. Grundgeschäfte mit kompensierenden Risiken gegenüberstehen.

Die Laufzeit der Zins-, Währungs-, Aktien-, Index- und Commodity-Derivate als Sicherungsgeschäft orientiert sich an der Laufzeit der jeweiligen Grundgeschäfte und liegt damit überwiegend im kurz- bis mittelfristigen Bereich. Bei der Absicherung des Fremdwährungsrisikos von Auslandsbeteiligungen betragen die Laufzeiten bis zu 30 Jahre.

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) werden bei RWE u.a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR) überwacht und gesteuert. Zur Steuerung von Zinsrisiken wird zudem ein Cash Flow at Risk (CFaR) ermittelt.

Mit der VaR-Methode ermitteln und überwachen wir das maximale Verlustpotenzial, das sich aus der Veränderung von Marktpreisen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit innerhalb bestimmter Fristen ergibt. Bei der Berechnung werden historische Preisschwankungen zugrunde gelegt. Bis auf den CFaR werden alle VaR-Angaben mit einem Konfidenzintervall von 95 % und einer Haltedauer von einem Tag ermittelt. Für den CFaR werden ein Konfidenzintervall von 95 % und eine Haltedauer von einem Jahr unterstellt.

RWE unterscheidet bei Zinsrisiken zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus dem RWE-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch die Finanzierungskosten. Zur Bestimmung des Kurswertrisikos wird ein VaR ermittelt. Dieser belief sich zum 31. Dezember 2011 auf 7,2 Mio. € (Vorjahr: 7,1 Mio. €). Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem CFaR. Dieser lag zum 31. Dezember 2011 bei 13,3 Mio. € (Vorjahr: 4,9 Mio. €).

Die Gesellschaften des RWE-Konzerns sind grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Fremdwährungsrisiken mit der RWE AG zu sichern. Nur die RWE AG selbst darf im Rahmen vorgegebener Limite Fremdwährungspositionen offen halten. Der VaR für diese Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2011 bei unter 1 Mio. € (Vorjahr: unter 1 Mio. €). Dieser entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl, in die auch die Grundgeschäfte aus Cash-Flow-Hedge-Beziehungen eingehen.

Der VaR für die Kurswertrisiken aus Aktien im RWE-Portfolio lag zum 31. Dezember 2011 bei 13,1 Mio. € (Vorjahr: 7,7 Mio. €).

Zum 31. Dezember 2011 betrug der VaR für Commodity-Positionen des Handelsgeschäfts der RWE Supply & Trading 6,1 Mio. € (Vorjahr: 10,0 Mio. €). Dieser entspricht der tatsächlich zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl.

Im Handelsgeschäft der RWE Supply & Trading werden zudem kontinuierlich Stresstests durchgeführt, um die Auswirkungen von Commodity-Preisänderungen auf die Liquiditäts- und Ertragslage zu simulieren und ggf. risikomindernde Maßnahmen zu ergreifen. Bei diesen Tests werden Marktpreiskurven modifiziert, und auf dieser Basis eine Neubewertung der Commodity-Position vorgenommen. Abgebildet werden neben historischen Extrempreisszenarien auch realistische fiktive Preisszenarien. Darüber hinaus werden auf monatlicher Basis mögliche Extremszenarien für die großen Handelstische ausgewertet. Falls Stresstests interne Schwellen überschreiten, werden diese Szenarien genauer hinsichtlich ihrer Wirkung und Wahrscheinlichkeit analysiert und ggf. risikomindernde Maßnahmen erwogen.

Die Commodity-Risiken der stromerzeugenden Konzerngesellschaften werden gemäß Konzernvorgaben basierend auf der verfügbaren Marktliquidität zu Marktpreisen auf das Segment Trading/Gas Midstream übertragen und dort gesichert. Entsprechend der Vorgehensweise bei z.B. langfristigen Investitionen können Commodity-Risiken aus langfristigen Positionen oder aus Positionen, die sich aufgrund ihrer Größe bei gegebener Marktliquidität noch nicht absichern lassen, nicht über das VaR-Konzept gesteuert und deshalb nicht in den VaR-Werten berücksichtigt werden. Über die noch nicht übertragenen offenen Erzeugungspositionen hinaus sind die Konzerngesellschaften gemäß einer Konzernvorgabe nicht berechtigt, wesentliche Risikopositionen zu halten.

Kreditrisiken. Im Finanz- und Handelsbereich unterhalten wir Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken und anderen Handelspartnern mit guter Bonität. Die sich daraus ergebenden Kontrahentenrisiken werden bei Vertragsabschluss geprüft und laufend überwacht. Wir begegnen ihnen durch Festlegung von Limiten für das Handeln mit Geschäftspartnern und ggf. durch Einfordern zusätzlicher Sicherheiten wie z.B. Barsicherheiten. Das Kreditrisiko wird sowohl im Handelsbereich als auch im Finanzbereich auf täglicher Basis überwacht.

In unserem Vertriebsgeschäft sind wir Kreditrisiken ausgesetzt, weil Kunden möglicherweise ihren Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen. Wir identifizieren solche Risiken durch regelmäßige Bonitätsanalyse unserer wesentlichen Kunden und leiten bei Bedarf Gegenmaßnahmen ein.

Im Finanz-, Handels- und Vertriebsbereich setzen wir zur Absicherung von Kreditrisiken auch Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen ein.

Das maximale bilanzielle Ausfallrisiko ergibt sich durch die Buchwerte der in der Bilanz angesetzten Forderungen. Bei den Derivaten entsprechen die Ausfallrisiken ihren positiven beizulegenden Zeitwerten. Risiken können sich auch aus finanziellen Garantien und Kreditzusagen zugunsten konzernfremder Gläubiger ergeben. Zum 31. Dezember 2011 beliefen sich diese Verpflichtungen auf 768 Mio. € (Vorjahr: 709 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2011 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 1,8 Mrd. € (Vorjahr: 2,7 Mrd. €) gegenüber. Weder 2011 noch im Vorjahr waren bedeutende Ausfälle zu verzeichnen.

Liquiditätsrisiken. Die RWE-Konzerngesellschaften refinanzieren sich i.d.R. zentral bei der RWE AG. Hier besteht das Risiko, dass die Liquiditätsreserven nicht ausreichen, um die finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Im Jahr 2012 werden Kapitalmarktschulden mit einem Nominalvolumen von rund 1,8 Mrd. € (Vorjahr: 1,5 Mrd. €) und Bankschulden in Höhe von 0,2 Mrd. € (Vorjahr: 0,4 Mrd. €) fällig. Außerdem sind kurzfristige Schulden zu begleichen.

Am 31. Dezember 2011 betrug der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren 7.004 Mio. € (Vorjahr: 5.672 Mio. €). Zudem konnte die RWE AG am Bilanzstichtag über eine vertraglich vereinbarte, ungenutzte syndizierte Kreditlinie von 4 Mrd. € (Vorjahr: 4 Mrd. €) verfügen. Das Commercial-Paper-Programm über 5 Mrd. US$ (Vorjahr: 5 Mrd. US$) war zum Bilanzstichtag in Höhe von 3,4 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) zu einem Großteil in Anspruch genommen. Darüber hinaus können wir uns im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms über 30 Mrd. € finanzieren; die ausstehenden Anleihen aus diesem Programm summierten sich zum Bilanzstichtag auf 15,0 Mrd. € (Vorjahr: 16,3 Mrd. €). Das Liquiditätsrisiko ist daher gering.

Aus den finanziellen Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 ergeben sich in den nächsten Jahren voraussichtlich die folgenden (nicht diskontierten) Zahlungen:

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.11	Tilgungszahlungen 2012	Tilgungszahlungen 2013 bis 2016	Tilgungszahlungen Ab 2017	Zinszahlungen 2012	Zinszahlungen 2013 bis 2016	Zinszahlungen Ab 2017
Anleihen[1]	15.210	1.808	5.362	8.095	943	2.792	4.358
Commercial Paper	3.403	3.413					
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.346	172	197	976	30	109	115
Verbindlichkeiten aus Leasing	187	8	53	128			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.494	817	220	486	31	124	80
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	7.782	6.328	906	558	–40	–309	–503
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	283	283					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.593	1.593					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	9.238	9.112	65	68			

1 Inkl. Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihen

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.10	Tilgungszahlungen 2011	Tilgungszahlungen 2012 bis 2015	Tilgungszahlungen ab 2016	Zinszahlungen 2011	Zinszahlungen 2012 bis 2015	Zinszahlungen ab 2016
Anleihen[1]	16.360	1.561	6.263	8.590	967	3.148	4.804
Commercial Paper	493	493					
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	719	432	170	117	8	24	6
Verbindlichkeiten aus Leasing	135	8	29	101			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.536	941	191	445	28	102	81
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	7.946	7.013	779	40	–35	–88	245
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	567	567					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.775	1.775					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	10.447	10.390	61	73			

1 Inkl. Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihen

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2011 finanzielle Garantien über insgesamt 359 Mio. € (Vorjahr: 524 Mio. €) zugunsten konzernfremder Gläubiger, die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 409 Mio. € gegeben. Davon sind 407 Mio. € im Jahr 2012 und 2 Mio. € in den Jahren 2013 bis 2016 abrufbar.

(30) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2011 auf 3.310 Mio. € (Vorjahr: 5.609 Mio. €).

Die Verpflichtungen aus Operating Leasing betreffen überwiegend langfristige Pachtverträge für Stromerzeugungs- und Versorgungsanlagen sowie Miet- und Leasingverträge für Lager- und Verwaltungsgebäude. Die Mindestleasingzahlungen haben folgende Fälligkeitsstruktur:

Operating Leasing in Mio. €	Nominalwert 31.12.11	Nominalwert 31.12.10
Fällig in bis zu 1 Jahr	141	145
Fällig in 1 bis 5 Jahren	376	398
Fällig nach über 5 Jahren	406	389
	923	**932**

Kapitalverpflichtungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen bestanden in Höhe von 1,2 Mrd. € (Vorjahr: 1,3 Mrd. €).

Für die Beschaffung von Brennstoffen, insbesondere Erdgas und Steinkohle, bestehen langfristige vertragliche Abnahmeverpflichtungen. Die Zahlungsverpflichtungen aus den wesentlichen Beschaffungsverträgen beliefen sich zum 31. Dezember 2011 auf 89,5 Mrd. € (Vorjahr: 90,8 Mrd. €), wovon 8,0 Mrd. € eine Fälligkeit von bis zu einem Jahr aufwiesen (Vorjahr: 6,7 Mrd. €).

Die Gasbeschaffung des RWE-Konzerns basiert größtenteils auf langfristigen Take-or-pay-Verträgen. Die Konditionen dieser langfristigen Verträge – die Laufzeiten reichen bis 2035 – werden in gewissen Abständen durch die Vertragspartner nachverhandelt, woraus sich Änderungen der angegebenen Zahlungsverpflichtungen ergeben können. Der Berechnung der aus den Beschaffungsverträgen resultierenden Zahlungsverpflichtungen liegen Parameter der internen Planung zugrunde.

Weiterhin hat RWE langfristige finanzielle Verpflichtungen durch Strombezüge. Die aus den wesentlichen Bezugsverträgen resultierenden Mindestzahlungsverpflichtungen beliefen sich zum 31. Dezember 2011 auf 18,3 Mrd. € (Vorjahr: 14,6 Mrd. €), wovon 1,1 Mrd. € eine Fälligkeit von bis zu einem Jahr aufwiesen (Vorjahr: 0,9 Mrd. €). Darüber hinaus bestehen langfristige Bezugs- und Dienstleistungsverträge für Uran, Konversion, Anreicherung und Fertigung.

Aus der Mitgliedschaft in verschiedenen Gesellschaften, die u.a. im Zusammenhang mit Kraftwerksobjekten, mit Ergebnisabführungsverträgen und zur Abdeckung des nuklearen Haftpflichtrisikos bestehen, obliegt uns eine gesetzliche bzw. vertragliche Haftung.

Mit einer – im Berichtsjahr um weitere zehn Jahre verlängerten – Solidarvereinbarung haben sich die RWE AG und die anderen Muttergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber verpflichtet, zur Erfüllung einer Deckungsvorsorge in Höhe von rund 2.244 Mio. € die haftenden Kernkraftwerksbetreiber im nuklearen Schadensfall finanziell so auszustatten, dass diese ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen können. Vertragsgemäß beträgt der auf die RWE AG entfallende Haftungsanteil 25,851 % zuzüglich 5 % für Schadensabwicklungskosten.

Die Zahlungsverpflichtungen der RWE AG aus dem zwischen Energieversorgungsunternehmen und der Bundesrepublik Deutschland vereinbarten Förderfondsvertrag sind wegen der Rücknahme der Laufzeitverlängerung für die Kernkraftwerke entfallen.

Die RWE AG und Tochtergesellschaften sind im Zusammenhang mit ihrem Geschäftsbetrieb in regulatorische bzw. kartellrechtliche Verfahren, Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. Wir erwarten dadurch jedoch keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf die wirtschaftliche und finanzielle Situation des RWE-Konzerns. Darüber hinaus sind Konzerngesellschaften an verschiedenen administrativen und regulatorischen Verfahren (inkl. Genehmigungsverfahren) direkt beteiligt oder von deren Ergebnissen betroffen.

Im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen sind von außenstehenden Aktionären mehrere Spruchverfahren zur Überprüfung der Angemessenheit der Umtauschverhältnisse bzw. der Höhe der angebotenen Barabfindung eingeleitet worden. Wir gehen davon aus, dass die gutachterlich ermittelten und von Wirtschaftsprüfern überprüften Umtauschverhältnisse und Barabfindungen angemessen sind. Sollten rechtskräftige Gerichtsentscheidungen zu anderen Ergebnissen kommen, erfolgt ein Ausgleich an alle betroffenen Aktionäre, auch wenn sie nicht am Spruchverfahren selbst beteiligt sind.

Ende September 2011 führte die EU-Kommission europaweit Nachprüfungen im Gasgroßhandel durch, auch bei RWE. Im Mittelpunkt der Untersuchungen stand der Verdacht, dass der russische Gasproduzent Gazprom seine Marktmacht missbraucht und mit seinen Kunden wettbewerbsbeschränkende Klauseln vereinbart hat. Ob gegen RWE weiter ermittelt werden wird, ist unklar. Die Untersuchungen können mehrere Jahre andauern.

(31) Segmentberichterstattung

Im RWE-Konzern werden die Segmente sowohl nach funktionalen als auch nach geografischen Kriterien abgegrenzt.

Das Segment „Stromerzeugung“ umfasst im Wesentlichen die deutsche Stromerzeugung und Braunkohlegewinnung.

Das Segment „Vertrieb/Verteilnetze“ enthält im Wesentlichen das deutsche Vertriebs- und Verteilnetzgeschäft.

Im Segment „Niederlande/Belgien“ sind das Strom- und Gasgeschäft des Konzerns in dieser Region gebündelt.

Das Segment „Großbritannien“ umfasst nahezu das gesamte Strom- und Gasgeschäft in dieser Region.

Die zentralost- und südosteuropäischen Erzeugungskapazitäten sowie die Netz- und Vertriebsaktivitäten sind im Segment „Zentralost-/Südosteuropa“ zusammengefasst.

Die in der RWE Innogy gebündelten Aktivitäten zur Erzeugung von Strom und Wärme aus regenerativen Quellen werden im Segment „Erneuerbare Energien“ dargestellt.

Im Segment „Upstream Gas & Öl“ werden die konzernweiten Aktivitäten zur Gas- und Erdölgewinnung ausgewiesen.

Das Segment „Trading/Gas Midstream“ enthält den Energiehandel und die kommerzielle Optimierung der nicht regulierten Gasaktivitäten. Letztere umfassen die Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge in Deutschland, Großbritannien und Tschechien sowie das Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG). In dem Segment sind auch das Key-Account-Geschäft mit deutschen und niederländischen Industrie- und Geschäftskunden sowie das Handelsgeschäft der Essent-Gruppe angesiedelt.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ werden Konsolidierungseffekte und das Group Center erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Unternehmensbereiche. Dazu gehören u.a. die geschäftsfeldübergreifenden Dienstleistungen der RWE Service GmbH, der RWE IT GmbH und der RWE Consulting GmbH sowie, bis zur Veräußerung, das deutsche Strom- und Gastransportnetzgeschäft.

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2011 in Mio. €	Deutschland		Niederlande/ Belgien	Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/ Gas Midstream	Sonstige, Konsolidierung		RWE-Konzern
	Stromerzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze							Operative Gesellschaften	Übrige	
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/ Stromsteuer)	**1.166**	**20.354**	**5.818**	**7.696**	**4.990**	**443**	**1.766**	**5.750**	**3.564**	**139**	**51.686**
Konzern-Innenumsatz	9.064	3.846	53	17	500	282	176	21.742	1.633	–37.313	
Gesamtumsatz	10.230	24.200	5.871	7.713	5.490	725	1.942	27.492	5.197	–37.174	51.686
Betriebliches Ergebnis	**2.700**	**1.505**	**245**	**357**	**1.109**	**181**	**558**	**–800**	**189**	**–230**	**5.814**
Betriebliches Beteiligungsergebnis	124	450	25	–18	61	47		–49		–40	600
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	50	361	22	–18	63	41		–49		–9	461
Betriebliche Abschreibungen	552	662	217	249	255	157	365	16	66	107	2.646
Außerplanmäßige Abschreibungen	56	44	276		3	71	70	158		12	690
EBITDA	**3.252**	**2.167**	**462**	**606**	**1.364**	**338**	**923**	**–784**	**255**	**–123**	**8.460**
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	**2.793**	**989**	**312**	**344**	**1.213**	**141**	**720**	**–1.473**	**452**	**19**	**5.510**
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	171	2.404	312	195	357	496				178	4.113
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	1.168	1.206	971	416	852	825	701	20	117	77	6.353

Regionen 2011 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE-Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz[1,2]	26.168	8.358	13.250	1.038	339	49.153
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	25.164	9.241	15.624	967	933	51.929

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer
2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2010 in Mio. €	Deutschland		Niederlande/ Belgien	Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/ Gas Midstream	Sonstige, Konsolidierung		RWE-Konzern
	Stromerzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze							Operative Gesellschaften	Übrige	
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/ Stromsteuer)	**1.072**	**18.456**	**6.510**	**7.759**	**5.297**	**366**	**1.353**	**7.517**	**4.936**	**54**	**53.320**
Konzern-Innenumsatz	10.378	4.426	551	11	474	203	134	21.466	1.790	–39.433	
Gesamtumsatz	11.450	22.882	7.061	7.770	5.771	569	1.487	28.983	6.726	–39.379	53.320
Betriebliches Ergebnis	**4.000**	**1.575**	**391**	**272**	**1.173**	**72**	**305**	**–21**	**178**	**–264**	**7.681**
Betriebliches Beteiligungsergebnis	47	373	23	–20	60	10		–119	2	–31	345
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	28	294	22	–20	59	7		–118	2		274
Betriebliche Abschreibungen	510	643	269	232	267	139	314	14	94	93	2.575
Außerplanmäßige Abschreibungen	21	67	11	296	5	119	53			2	574
EBITDA	**4.510**	**2.218**	**660**	**504**	**1.440**	**211**	**619**	**–7**	**272**	**–171**	**10.256**
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	**3.164**	**1.475**	**308**	**679**	**1.157**	**128**	**489**	**–1.431**	**1**	**–470**	**5.500**
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	149	2.383	210	31	377	474		102		–32	3.694
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	1.180	1.230	1.144	876	430	614	507	4	315	79	6.379

Regionen 2010 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE-Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz[1, 2]	27.283	8.332	14.190	683	234	50.722
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	24.841	8.416	15.052	929	511	49.749

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer
2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Produkte	RWE-Konzern	
in Mio. €	2011	2010
Außenumsatz[1]	49.153	50.722
Davon: Strom	(32.310)	(33.480)
Davon: Gas	(12.151)	(13.216)
Davon: Öl	(1.641)	(1.049)

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

Erläuterungen zu den Segmentdaten. Als Innenumsätze des RWE-Konzerns weisen wir die Umsätze zwischen den Segmenten aus. Konzerninterne Lieferungen und Leistungen werden zu den gleichen Bedingungen abgerechnet wie mit externen Kunden. Das betriebliche Ergebnis wird für Steuerungszwecke im Konzern verwendet. Seine Abgrenzung ergibt sich aus dem Wertmanagement-Konzept (siehe Seite 64 f.). In der folgenden Tabelle ist die Überleitung vom EBITDA zum betrieblichen Ergebnis und zum Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern dargestellt:

Überleitung der Ergebnisgrößen in Mio. €	2011	2010
EBITDA	**8.460**	**10.256**
- Betriebliche Abschreibungen	–2.646	–2.575
Betriebliches Ergebnis	**5.814**	**7.681**
+ Neutrales Ergebnis	–1.157	–767
+ Finanzergebnis	–1.633	–1.936
Ergebnis vor Steuern	**3.024**	**4.978**

Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich oder auf Sondervorgänge zurückzuführen sind, beeinträchtigen die Beurteilung der laufenden Geschäftstätigkeit. Sie werden in das neutrale Ergebnis umgegliedert. Dabei kann es sich u.a. um Veräußerungsergebnisse aus dem Abgang von Beteiligungen oder nicht betriebsnotwendigen langfristigen Vermögenswerten, Abschreibungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte vollkonsolidierter Unternehmen, Effekte aus der Marktbewertung von bestimmten Commodity-Derivaten sowie Restrukturierungskosten handeln.

Darüber hinausgehende Ausführungen finden sich auf Seite 66 des Lageberichts.

Im Berichtsjahr und im Vorjahr hat RWE mit keinem einzelnen Kunden mehr als 10 % der Umsatzerlöse erzielt.

(32) Angaben zur Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist nach den Zahlungsströmen aus Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Der Betrag der flüssigen Mittel in der Kapitalflussrechnung stimmt mit dem entsprechenden in der Bilanz ausgewiesenen Wert überein. Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit sind u.a. enthalten:

- Zinseinnahmen in Höhe von 429 Mio. € (Vorjahr: 460 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 1.061 Mio. € (Vorjahr: 1.257 Mio. €)
- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Ertragsteuererstattungen) in Höhe von 920 Mio. € (Vorjahr: 1.723 Mio. €)
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 461 Mio. € (Vorjahr: 428 Mio. €)

Mittelveränderungen aus dem Erwerb und der Veräußerung konsolidierter Gesellschaften gehen in den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit ein. Auswirkungen von Wechselkursänderungen werden gesondert gezeigt.

Im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit sind Ausschüttungen an RWE-Aktionäre in Höhe von 1.867 Mio. € (Vorjahr: 1.867 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 353 Mio. € (Vorjahr: 331 Mio. €) und Ausschüttungen an Hybridkapitalgeber in Höhe von 81 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) enthalten.

Durch Änderungen des Konsolidierungskreises (ohne Berücksichtigung von „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte") haben sich die flüssigen Mittel im Saldo um 258 Mio. € vermindert (Vorjahr: Rückgang um 2 Mio. €). Die nach Verrechnung von Zugängen in Höhe von 172 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) mit den Finanzanlageinvestitionen und Abgängen in Höhe von 437 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €) mit den Einnahmen aus Desinvestitionen verbleibenden 7 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) entfallen auf erstmals konsolidierte Unternehmen.

Die Explorationstätigkeit minderte den Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit um 84 Mio. € (Vorjahr: 162 Mio. €) und den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit um 106 Mio. € (Vorjahr: 170 Mio. €).

Die flüssigen Mittel unterliegen keinen Verfügungsbeschränkungen.

(33) Angaben zu Konzessionen

Zwischen Unternehmen des RWE-Konzerns und den Gebietskörperschaften der RWE-Versorgungsbereiche gibt es eine Reihe von Wegenutzungsverträgen und Konzessionsvereinbarungen auf dem Gebiet der Strom-, Gas- und Wasserversorgung.

Im Strom- und Gasgeschäft regeln Wegenutzungsverträge die Nutzung von öffentlichen Verkehrswegen für das Verlegen und den Betrieb von Leitungen, die der allgemeinen Energieversorgung dienen. Die Laufzeit dieser Verträge beträgt i.d.R. 20 Jahre. Nach ihrem Ablauf besteht die gesetzliche Pflicht, die örtlichen Verteilungsanlagen ihrem neuen Betreiber gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung zu überlassen.

Mit Wasser-Konzessionsvereinbarungen werden das Recht und die Verpflichtung zur Bereitstellung von Wasser- und Abwasserdienstleistungen, zum Betrieb der dazugehörigen Infrastruktur (z.B. Wasserversorgungsanlagen) und zur Investitionstätigkeit geregelt. Die Konzessionen im Wasserbereich gelten i.d.R. für einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren.

(34) Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit unterhalten die RWE AG und ihre Tochtergesellschaften Geschäftsbeziehungen zu zahlreichen Unternehmen. Dazu gehören auch assoziierte Unternehmen, die als nahestehende Unternehmen des Konzerns gelten. Unter diese Kategorie fallen insbesondere wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen des RWE-Konzerns.

Mit wesentlichen assoziierten Unternehmen wurden Geschäfte getätigt, die zu folgenden Abschlussposten bei RWE führten:

Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen in Mio. €	2011	2010
Erträge	1.470	907
Aufwendungen	759	278
Forderungen	2.048	1.004
Verbindlichkeiten	176	12

Bei den Forderungen handelt es sich im Wesentlichen um verzinsliche Ausleihungen, während die Verbindlichkeiten ausschließlich aus Liefer- und Leistungsbeziehungen mit nahestehenden Unternehmen resultieren. Alle Geschäfte wurden zu marktüblichen Bedingungen abgeschlossen, die sich grundsätzlich nicht von den Finanzierungskonditionen bzw. den Konditionen für Liefer- und Leistungsbeziehungen mit anderen Unternehmen unterscheiden. Von den Forderungen werden 593 Mio. € (Vorjahr: 414 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 171 Mio. € (Vorjahr: 6 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Für die Forderungen bestanden Sicherheiten in Höhe von 1 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €). Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betrugen 6.206 Mio. € (Vorjahr: 4.073 Mio. €).

Unternehmen, bei denen der Vorstandsvorsitzende der RWE AG, Herr Dr. Jürgen Großmann, Gesellschafter ist, gelten als nahestehende Personen des RWE-Konzerns. Hierbei handelt es sich um die Unternehmensgruppen der Georgsmarienhütte Holding GmbH und der RGM Holding GmbH. RWE-Konzernunternehmen haben für diese Gesellschaften Lieferungen und Leistungen in Höhe von 12,1 Mio. € (Vorjahr: 9,9 Mio. €) erbracht und erhielten von ihnen Lieferungen und Leistungen in Höhe von 2,4 Mio. € (Vorjahr: 2,4 Mio. €). Zum 31. Dezember 2011 bestanden Forderungen gegenüber den genannten Gesellschaften in Höhe von 0,4 Mio. € (Vorjahr: 0,8 Mio. €) und Verbindlichkeiten in Höhe von 0,9 Mio. € (Vorjahr: 0,5 Mio. €). Zudem gab es gegenüber den genannten Gesellschaften sonstige Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften in Höhe von 0,5 Mio. € (Vorjahr: 6,2 Mio. €). Sämtliche Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden; die Geschäftsbeziehungen unterscheiden sich nicht von denen mit anderen Unternehmen.

Darüber hinaus hat der RWE-Konzern keine wesentlichen Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen oder Personen getätigt.

Die Grundzüge des Vergütungssystems und die Höhe der Vergütung von Vorstand und Aufsichtsrat sind im Vergütungsbericht dargestellt. Der Vergütungsbericht ist Bestandteil des Lageberichts.

Die Gesamtvergütung des Vorstands betrug 18.303 Tsd. € (Vorjahr: 20.358 Tsd. €), zuzüglich Dienstzeitaufwand für Pensionen in Höhe von 725 Tsd. € (Vorjahr: 776 Tsd. €). Der Vorstand erhielt für das Geschäftsjahr 2011 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 15.303 Tsd. € (Vorjahr: 16.608 Tsd. €). Außerdem wurden langfristige Vergütungsbestandteile im Rahmen des Beat (Tranche 2011) mit einem Ausgabezeitwert von 3.000 Tsd. € zugeteilt (im Vorjahr für die Beat-Tranche 2010: 3.750 Tsd. €).

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich im Geschäftsjahr 2011 auf 2.472 Tsd. € (Vorjahr: 3.434 Tsd. €). Außerdem erhielten Aufsichtsratsmitglieder Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Höhe von insgesamt 192 Tsd. € (Vorjahr: 243 Tsd. €). Für die Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat bestehen Arbeitsverträge mit den jeweiligen Konzerngesellschaften. Die Auszahlung der Vergütungen erfolgt entsprechend der dienstvertraglichen Regelungen.

Im Berichtsjahr wurden keine Kredite oder Vorschüsse an Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats gewährt. An einen Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat wurde ein Reisekostenvorschuß gewährt, für einen weiteren Arbeitnehmervertreter bestehen Mitarbeiterdarlehen aus der Zeit vor Organzugehörigkeit.

Ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen erhielten 11.832 Tsd. € (Vorjahr: 14.717 Tsd. €), davon 1.940 Tsd. € (Vorjahr: 1.861 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Dabei entfielen 375 Tsd. € (Vorjahr: 1.842 Tsd. €) auf die Auszahlung von Vergütungskomponenten mit langfristiger Anreizwirkung. Die Pensionsverpflichtungen (Defined Benefit Obligations) gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf 128.688 Tsd. € (Vorjahr: 129.692 Tsd. €). Davon entfielen 19.473 Tsd. € (Vorjahr: 19.369 Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 191 ff. aufgeführt.

(35) Honorare des Abschlussprüfers

RWE hat für Dienstleistungen, die der Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC) und Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks erbrachten, folgende Honorare als Aufwand erfasst:

Honorare des Abschlussprüfers	2011		2010	
in Mio. €	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
Abschlussprüfungsleistungen	18,3	(9,7)	18,0	(9,1)
Andere Bestätigungsleistungen	7,9	(7,5)	8,5	(8,3)
Steuerberatungsleistungen	0,5	(0,2)	0,3	(0,2)
Sonstige Leistungen	0,8	(0,4)	0,6	(0,5)
	27,5	**(17,8)**	**27,4**	**(18,1)**

Die Honorare für Abschlussprüfungen beinhalten vor allem die Honorare für die Konzernabschlussprüfung und für die Prüfung der Abschlüsse der RWE AG und ihrer Tochterunternehmen. In den anderen Bestätigungsleistungen enthalten sind Honorare für die prüferische Durchsicht von Zwischenfinanzberichten, die Prüfung des internen Kontrollsystems, insbesondere von IT-Systemen, Due-Diligence-Prüfungen sowie Aufwendungen im Zusammenhang mit gesetzlichen oder gerichtlichen Vorgaben. Die Honorare für Steuerberatungsleistungen umfassen insbesondere Vergütungen für die Beratung bei der Erstellung von Steuererklärungen, der Prüfung von Steuerbescheiden sowie in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten.

Die Amprion GmbH hat für Dienstleistungen des Abschlussprüfers BDO Deutsche Warentreuhand AG, die im Laufe des Berichtsjahres bis zu ihrer Veräußerung erbracht wurden, Honorare in Höhe von insgesamt 0,1 Mio. € (Vorjahr: 0,1 Mio. €) geleistet.

(36) Inanspruchnahme von § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB

Die folgenden inländischen Tochtergesellschaften haben im Geschäftsjahr 2011 in Teilen von der Befreiungsvorschrift des § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB Gebrauch gemacht:

- BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen
- eprimo GmbH, Neu-Isenburg
- GBV Dreizehnte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH & Co. KG, Gundremmingen
- GBV Fünfte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein
- Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim
- Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH, Wesel
- rhenag Beteiligungs GmbH, Köln
- RWE Aqua GmbH, Berlin
- RWE Aqua Holdings GmbH, Essen
- RWE Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen
- RWE Beteiligungsverwaltung Ausland GmbH, Essen
- RWE Consulting GmbH, Essen
- RWE Dea AG, Hamburg
- RWE Dea North Africa/Middle East GmbH, Hamburg
- RWE Dea Suez GmbH, Hamburg
- RWE Deutschland Aktiengesellschaft, Essen
- RWE Effizienz GmbH, Dortmund
- RWE Energiedienstleistungen GmbH, Dortmund
- RWE FiberNet GmbH, Essen
- RWE Gasspeicher GmbH, Dortmund
- RWE Innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover
- RWE Innogy Cogen GmbH, Dortmund
- RWE Innogy GmbH, Essen
- RWE Innogy Nordost Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Marienfließ
- RWE Innogy Windpower Hannover GmbH, Hannover
- RWE IT GmbH, Essen
- RWE Kundenservice GmbH, Bochum
- RWE Metering GmbH, Essen
- RWE Offshore Logistics Company GmbH, Hamburg
- RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen
- RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen
- RWE Rhein-Ruhr Netzservice GmbH, Siegen
- RWE RWN Beteiligungsgesellschaft Mitte mbH, Essen
- RWE Service GmbH, Dortmund
- RWE Supply & Trading GmbH, Essen
- RWE Technology GmbH, Essen
- RWE Vertrieb Aktiengesellschaft, Dortmund
- RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH, Dortmund
- Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH, Recklinghausen

(37) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Lagebericht.

(38) Erklärung gemäß § 161 AktG

Für die RWE AG und ihre börsennotierten deutschen Tochterunternehmen sind die nach § 161 AktG vorgeschriebenen Erklärungen zum Corporate Governance Kodex abgegeben und den Aktionären auf den Internetseiten der RWE AG bzw. ihrer börsennotierten deutschen Tochterunternehmen zugänglich gemacht worden.

Essen, 17. Februar 2012

Der Vorstand

Großmann

Terium

Birnbaum

Fitting

Pohlig

Schmitz

4.7 ORGANE (TEIL DES ANHANGS)

Stand: 17. Februar 2012

Aufsichtsrat

Dr. Manfred Schneider
Leverkusen
Vorsitzender
Geburtsjahr: 1938
Mitglied seit: 10. Dezember 1992

Mandate:
- Bayer AG (Vorsitz)
- Linde AG (Vorsitz)

Frank Bsirske[1]
Berlin
Stellvertretender Vorsitzender
Vorsitzender der ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft
Geburtsjahr: 1952
Mitglied seit: 9. Januar 2001

Mandate:
- Deutsche Lufthansa AG
- Deutsche Postbank AG
- IBM Central Holding GmbH
- KfW Bankengruppe

Dr. Paul Achleitner
München
Mitglied des Vorstands der Allianz SE
Geburtsjahr: 1956
Mitglied seit: 16. März 2000

Mandate:
- Allianz Global Investors AG
- Bayer AG
- Daimler AG
- Allianz Investment Management SE (Vorsitz)

Werner Bischoff[1]
Monheim am Rhein
ehem. Mitglied des geschäftsführenden Hauptvorstands
der IG Bergbau, Chemie, Energie
Geburtsjahr: 1947
Mitglied seit: 13. April 2006

Mandate:
- Continental AG
- Evonik Industries AG
- RWE Dea AG
- RWE Power AG
- THS TreuHandStelle für Bergmannswohnstätten im rheinisch-westfälischen Steinkohlenbezirk GmbH (Vorsitz)

Carl-Ludwig von Boehm-Bezing
Bad Soden
ehem. Mitglied des Vorstands der Deutsche Bank AG
Geburtsjahr: 1940
Mitglied seit: 11. Dezember 1997

Heinz Büchel[1]
Trier
Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Deutschland AG
Geburtsjahr: 1956
Mitglied seit: 13. April 2006

Dieter Faust[1]
Eschweiler
Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1958
Mitglied seit: 1. August 2005

Mandate:
- RWE Power AG

Roger Graef
Bollendorf
Geschäftsführer des Verbands der kommunalen
RWE-Aktionäre GmbH
Geburtsjahr: 1943
Mitglied seit: 20. April 2011

Andreas Henrich[1, 2]
Mülheim an der Ruhr
Leiter Personalmanagement der RWE Deutschland AG
Geburtsjahr: 1956
– bis 20. April 2011 –

Mandate:
- ELE Emscher Lippe Energie GmbH
- RWE Deutschland AG

Manfred Holz[1]
Grevenbroich
Stellvertretender Gesamtbetriebsratsvorsitzender der
RWE Power AG
Geburtsjahr: 1954
Mitglied seit: 20. April 2011

- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer
2 Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Frithjof Kühn
Sankt Augustin
Landrat Rhein-Sieg-Kreis
Geburtsjahr: 1943
Mitglied seit: 1. Februar 2010

Mandate:
- RW Holding AG (Vorsitz)
- Elektrische Bahnen der Stadt Bonn und des Rhein-Sieg-Kreises oHG
- Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH
- Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft für den Rhein-Sieg-Kreis GmbH
- Kreissparkasse Köln
- Rhein-Sieg-Abfallwirtschaftsgesellschaft mbH
- Rhein-Sieg-Verkehrsgesellschaft mbH

Hans Peter Lafos[1]
Bergheim
Landesfachbereichsleiter FB 2 Ver- und Entsorgung,
ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft Landesbezirk NRW
Geburtsjahr: 1954
Mitglied seit: 28. Oktober 2009

Mandate:
- GEW Köln AG
- RWE Power AG
- RWE Vertrieb AG

Dr. Gerhard Langemeyer[2]
Dortmund
Oberbürgermeister a.D. der Stadt Dortmund
Geburtsjahr: 1944
– bis 20. April 2011 –

Christine Merkamp[1]
Köln
Leiterin Controlling, Geschäftsfeld Veredelung
der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1967
Mitglied seit: 20. April 2011

Dagmar Mühlenfeld
Mülheim an der Ruhr
Oberbürgermeisterin der Stadt Mülheim an der Ruhr
Geburtsjahr: 1951
Mitglied seit: 4. Januar 2005

Mandate:
- RW Holding AG
- Beteiligungsholding Mülheim an der Ruhr GmbH
- Flughafen Essen/Mülheim GmbH (Vorsitz)
- medl GmbH (Vorsitz)
- Mülheim & Business GmbH (Vorsitz)

Dr. Wolfgang Reiniger[2]
Essen
Rechtsanwalt
Geburtsjahr: 1944
– bis 20. April 2011 –

Günter Reppien[1, 2]
Lingen
ehem. Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1951
– bis 20. April 2011 –

Mandate:
- Stadtwerke Lingen GmbH

Dagmar Schmeer[1]
Saarbrücken
Betriebsratsvorsitzende der VSE AG
Geburtsjahr: 1967
Mitglied seit: 9. August 2006

Mandate:
- VSE AG

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h.c. Ekkehard D. Schulz
Krefeld
ehem. Vorsitzender des Vorstands der ThyssenKrupp AG
Geburtsjahr: 1941
Mitglied seit: 13. April 2006

Mandate:
- AXA Konzern AG
- Bayer AG
- MAN SE

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer
2 Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Dr. Wolfgang Schüssel
Wien
Bundeskanzler a.D.
Geburtsjahr: 1945
Mitglied seit: 1. März 2010

Mandate:
- Bertelsmann Stiftung

Ullrich Sierau
Dortmund
Oberbürgermeister der Stadt Dortmund
Geburtsjahr: 1956
Mitglied seit: 20. April 2011

Mandate:
▪ Dortmunder Stadtwerke AG (Vorsitz)
- Emschergenossenschaft
- KEB Holding AG (Vorsitz)
- Klinikum Dortmund gGmbH (Vorsitz)
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH
- Medicos Holding GmbH & Co. KG
- Schüchtermann-Schiller'sche Kliniken Bad Rothenfelde GmbH & Co. KG
- Sparkasse Dortmund (Vorsitz)

Uwe Tigges[1]
Bochum
Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG
Geburtsjahr: 1960
Mitglied seit: 1. Dezember 2003

Mandate:
▪ RWE Vertrieb AG

Manfred Weber[1]
Wietze
Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Dea AG
Geburtsjahr: 1947
Mitglied seit: 1. Dezember 2008

Mandate:
▪ RWE Dea AG

Dr. Dieter Zetsche
Stuttgart
Vorsitzender des Vorstands der Daimler AG
Geburtsjahr: 1953
Mitglied seit: 16. Juli 2009

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidium des Aufsichtsrats
Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
Frank Bsirske
Dr. Paul Achleitner
Heinz Büchel – bis 20. April 2011 –
Dieter Faust – bis 20. April 2011 –
Manfred Holz – seit 20. April 2011 –
Dagmar Mühlenfeld
Dagmar Schmeer
Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h.c. Ekkehard D. Schulz
Manfred Weber – seit 20. April 2011 –

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG
Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
Frank Bsirske
Werner Bischoff
Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h.c. Ekkehard D. Schulz

Personalausschuss
Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
Frank Bsirske
Dr. Paul Achleitner
Heinz Büchel – seit 20. April 2011 –
Frithjof Kühn
Günter Reppien – bis 20. April 2011 –
Uwe Tigges

Prüfungsausschuss
Carl-Ludwig von Boehm-Bezing (Vorsitz)
Werner Bischoff
Dieter Faust – seit 20. April 2011 –
Dr. Gerhard Langemeyer – bis 20. April 2011 –
Günter Reppien – bis 20. April 2011 –
Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h.c. Ekkehard D. Schulz
Ullrich Sierau – seit 20. April 2011 –
Uwe Tigges

Nominierungsausschuss
Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
Dr. Paul Achleitner
Frithjof Kühn

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer

Vorstand

Dr. Jürgen Großmann
Vorsitzender des Vorstands der RWE AG,
bestellt bis zum 30. Juni 2012

Geboren 1952 in Mülheim an der Ruhr, Studium der Eisenhüttenkunde und der Wirtschaftswissenschaften, Promotion in Hüttenwesen, von 1980 bis 1993 im Klöckner-Konzern, zuletzt als Mitglied des Vorstands der Klöckner-Werke AG, 1993 Erwerb der Georgsmarienhütte, von 1993 bis 2006 Gesellschafter und Geschäftsführer der Georgsmarienhütte Holding GmbH, Eintritt in die RWE AG als Vorsitzender des Vorstands zum 1. Oktober 2007.

Konzernressorts: Compliance Konzern & Vorstandsbüro, Konzernkommunikation, Führungskräftemanagement Konzern

Mandate:
- ▪ BATIG Gesellschaft für Beteiligungen mbH
- ▪ British American Tobacco (Industrie) GmbH
- ▪ British American Tobacco (Germany) GmbH
- ▪ Deutsche Bahn AG
- ▪ SURTECO SE (Vorsitz)
- - Hanover Acceptances Limited

Peter Terium
Stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG,
bestellt bis zum 30. Juni 2012,
zum Vorsitzenden des Vorstands der RWE AG bestellt für die Zeit vom 1. Juli 2012 bis zum 31. August 2016

Geboren 1963 in Nederweert (Niederlande), Ausbildung als Wirtschaftsprüfer am Nederlands Institut voor Registeraccountants, von 1985 bis 1990 Audit Supervisor bei KPMG, von 1990 bis 2002 verschiedene Positionen bei Schmalbach-Lubeca AG, 2003 Eintritt in die RWE AG als Leiter Konzerncontrolling, von 2005 bis 2009 Geschäftsführer der RWE Supply & Trading GmbH, von 2009 bis 2011 CEO von Essent N.V., seit 1. September 2011 Mitglied des Vorstands und gleichzeitig stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG.

Konzernressorts: Public Affairs/Energiepolitik Konzern, Recht/Organangelegenheiten Konzern, Unternehmensentwicklung & Strategie Konzern, Konzernrevision, Corporate Responsibility/Umweltschutz Konzern

Mandate:
- ▪ RWE IT GmbH (Vorsitz)
- ▪ RWE Supply & Trading GmbH
- - NET4GAS, s.r.o.
- - N.V. KEMA

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

Dr. Leonhard Birnbaum
Mitglied des Vorstands der RWE AG,
bestellt bis zum 30. September 2013

Geboren 1967 in Ludwigshafen am Rhein, promovierter Chemieingenieur, von 1996 bis 2008 bei McKinsey & Company Inc., 2000 zum Partner und 2006 zum Senior Partner ernannt, zuletzt als Mitglied des globalen Führungsteams des Energiebereichs tätig, Eintritt in die RWE AG als Leiter des Bereichs Konzernstrategie und Business Development zum 7. April 2008, Mitglied des Vorstands seit 1. Oktober 2008, von Januar 2009 bis September 2010 Chief Strategy Officer, seit 1. Oktober 2010 Vorstand Kommerzielle Steuerung der RWE AG.

Konzernressorts: Commodity Management, Mergers & Acquisitions, Forschung & Entwicklung Konzern

Mandate:
- ▪ RWE Dea AG (Vorsitz)
- ▪ RWE Supply & Trading GmbH (Vorsitz)
- - RWE Turkey Holding A.S.

Alwin Fitting
Mitglied des Vorstands der RWE AG,
bestellt bis zum 31. März 2013

Geboren 1953 in Westhofen (Rheinhessen), seit 1974 im RWE-Konzern, Ausbildung zum Elektromeister, Oktober 2000 bis Juli 2005 Mitglied des Vorstands und Arbeitsdirektor der RWE Power AG, seit August 2005 Mitglied des Vorstands und Arbeitsdirektor der RWE AG.

Konzernressorts: Konzernsicherheit, Personalmanagement & Arbeitsrecht Konzern, Diversity Office

Mandate:
- ▪ Amprion GmbH
- ▪ RWE Pensionsfonds AG
- ▪ RWE Service GmbH (Vorsitz)

Dr. Rolf Pohlig
Mitglied des Vorstands der RWE AG,
bestellt bis zum 31. Dezember 2012

Geboren 1952 in Solingen, promovierter Wirtschaftswissenschaftler, 1993 bis 2000 Generalbevollmächtigter Finanz- und Rechnungswesen der VEBA AG, 2000 bis 2006 Generalbevollmächtigter Mergers & Acquisitions der E.ON AG, seit Januar 2007 Mitglied des Vorstands und seit Mai 2007 Finanzvorstand der RWE AG.

Konzernressorts: Konzerncontrolling, Finanzen Konzern, Investor Relations, Rechnungswesen Konzern, Steuern Konzern

Mandate:
- ▪ RWE Dea AG
- ▪ RWE Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- ▪ RWE Power AG
- ▪ RWE Deutschland AG
- - Essent N.V.
- - RWE Transgas, a.s.

Dr. Rolf Martin Schmitz
Mitglied des Vorstands der RWE AG,
bestellt bis zum 30. April 2014

Geboren 1957 in Mönchengladbach, promovierter Maschinenbauingenieur, von 1988 bis 1998 bei der VEBA AG u.a. zuständig für Konzernentwicklung und Wirtschaftspolitik, 1998 bis 2001 Vorstand der rhenag Rheinische Energie AG, 2000 bis 2004 Vorstand der Thüga AG, 2004 bis 2005 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH, 2006 bis 2009 Vorsitzender des Vorstands der RheinEnergie AG und Geschäftsführer der Stadtwerke Köln, von Mai 2009 bis September 2010 Vorstand Operative Steuerung National der RWE AG, seit 1. Oktober 2010 Vorstand Operative Steuerung der RWE AG.

Konzernressorts: Beteiligungsmanagement, Kommunen, Koordination Erzeugung/Netz/Vertrieb Konzern

Mandate:
- ▪ RWE Power AG (Vorsitz)
- ▪ RWE Deutschland AG (Vorsitz)
- ▪ Süwag Energie AG (Vorsitz)
- - Essent N.V.
- - KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG
- - RWE Transgas, a.s. (Vorsitz)
- - RWE Turkey Holding A.S.

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

4.8 AUFSTELLUNG DES ANTEILSBESITZES (TEIL DES ANHANGS)

Aufstellung des Anteilsbesitzes gemäß § 285 Nr. 11 und § 313 Abs. 2 (i.V.m. § 315 a I) HGB zum 31.12.2011

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Agrupació Energías Renovables, S.A.U.- Gruppe - (vorkonsolidiert)[2]			285.946	287
Danta de Energías, S.A., Soria/Spanien		99		
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas, S.L., Soria/Spanien		95		
Explotaciones Eólicas de Muel, S.L., Barcelona/Spanien		100		
General de Mantenimiento 21, S.L.U., Barcelona/Spanien		100		
Hidroeléctrica del Trasvase, S.A., Barcelona/Spanien		60		
RWE Innogy AERSA, S.A.U., Barcelona/Spanien		100		
Aktivabedrijf Wind Nederland B.V., Zwolle/Niederlande		100	59.182	15.976
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	19.848	682
Andromeda Wind S.r.l., Bozen/Italien		51	5.882	118
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg		53	36.808	2.980
A/V/E GmbH, Halle (Saale)		76	2.123	576
B E B Bio Energie Baden GmbH, Kehl		51	37.633	2.321
Bayerische Bergbahnen Beteiligungs-Gesellschaft mbH, Gundremmingen		100	21.047	756
Bayerische Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg		100	34.008	-[1]
Bayerische-Schwäbische Wasserkraftwerke Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		62	79.513	9.142
BC-Therm Energiatermelõ és Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	3.713	657
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	4.317.944	-[1]
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.007	425
Biomasse Sicilia S.p.A., Enna/Italien		100	–208	–1.008
BPR Energie Geschäftsbesorgung GmbH, Essen		100	17.274	27
Bristol Channel Zone Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	–168
BTB Netz GmbH, Berlin		100	25	-[1]
BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, Berlin		100	18.122	-[1]
Budapesti Elektromos Muvek Nyrt., Budapest/Ungarn		55	824.738	40.864
Burgar Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Carl Scholl GmbH, Köln		100	529	–764
Carsphairn Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		100	1	0
Cegecom S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	13.297	3.489
Central de Biomasa Lebrija, S.L.U., Alcobendas/Spanien		100	30	–844
Channel Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	–213	–86
Danij Wind B.V., Ens/Gemeente Noordoostpolder/Niederlande		100	–10	0
Delta Gasservice B.V., Middelburg/Niederlande		100	–901	78
Dorcogen B.V.,'s Hertogenbosch/Niederlande		100	376	358

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Gundremmingen		100	11.851	–5.936
Eemspolder L.P. B.V., Groningen/Niederlande		100	0	0
ELE Verteilnetz GmbH, Gelsenkirchen		100	25	–6.981
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	23.949	2.221
Electricity Plus Supply Ltd., Oak House/Großbritannien		100	29.340	21.249
Elektrizitätswerk Landsberg GmbH, Landsberg am Lech		100	3.035	1.448
Elektrocieplownia Bedzin S.A., Bedzin/Polen		70	18.871	2.759
ELES BV, Arnhem/Niederlande		100	–3.559	–69.190
ELMU Halozati Eloszto Kft., Budapest/Ungarn		100	867.972	41.571
ELMU-EMASZ Halozati Szolgaltato Kft., Budapest/Ungarn		100	4.249	2.495
ELMU-EMASZ Ugyfelszolgalati Kft., Budapest/Ungarn		100	1.607	102
EMASZ Halozati Kft., Miskolc/Ungarn		100	280.265	12.925
Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen		79	77.306	22.651
Energie Direct B.V., Waalre/Niederlande		100	–33.867	–2.714
Energies France S.A.S. - Gruppe - (vorkonsolidiert)[2]			32.657	–636
Centrale Hydroelectrique d`Oussiat S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Charentus S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Maintenance S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Saint Remy S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 1 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 2 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 3 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
RWE Innogy Dévéloppement France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
SAS Île de France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energis GmbH, Saarbrücken		64	140.491	26.268
energis-Netzgesellschaft mbH, Saarbrücken		100	25	-[1]
Energy Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	292.768	1.581
Energy Direct Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	258.074	4
Energy Resources BV, ’s-Hertogenbosch/Niederlande		100	119.491	12.065
Energy Resources Holding BV, ’s-Hertogenbosch/Niederlande		100	195.576	27.745
Energy Resources Ventures BV, ’s-Hertogenbosch/Niederlande		100	22.958	–432
Enerservice Maastricht B.V., Maastricht/Niederlande		100	–95.978	–1.577

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
envia AQUA GmbH, Chemnitz		100	510	-[1]
envia INFRA GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	17.366	5.708
envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz	1	59	1.291.804	252.390
envia Netzservice GmbH, Kabelsketal		100	4.046	-[1]
envia SERVICE GmbH, Cottbus		100	2.590	1.590
envia TEL GmbH, Markkleeberg		100	9.760	1.964
envia THERM GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	62.844	-[1]
enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen		100	175.915	31.898
eprimo GmbH, Neu-Isenburg		100	4.600	-[1]
Essent Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	3.991	–1.152
Essent Corner Participations B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	3.871	3.417
Essent Energie Belgie N.V., Antwerpen/Belgien		100	113.697	4.661
Essent Energie Productie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	751.777	148.778
Essent Energie Verkoop Nederland B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	123.286	40.529
Essent Energy Gas Storage B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	132	112
Essent Energy Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	149	129
Essent Energy Systemen B.V., Arnhem/Niederlande		100	1.845	0
Essent Energy Systems Noord B.V., Zwolle/Niederlande		100	4.287	159
Essent Energy Trading Germany GmbH i.L., Düsseldorf		100	180	0
Essent IT B.V., Arnhem/Niederlande		100	–193.676	–15.999
Essent Meetdatabedrijf B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	–4.249	1.565
Essent Nederland B.V., Arnhem/Niederlande		100	765.125	160.371
Essent New Energy B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	–11.033	–6.152
Essent N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	6.392.615	113.858
Essent Participations Holding B.V., Arnhem/Niederlande		100	339.382	–4.952
Essent Personeel Service B.V., Arnhem/Niederlande		100	428	–481
Essent Power BV, Arnhem/Niederlande		100	–33.538	–33.557
Essent Productie Geleen B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	–2.836	3.270
Essent Projects B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	–28.136	–8.148
Essent Re Ltd., Dublin/Irland		100	18.032	3.192
Essent Retail Bedrijven B.V., Arnhem/Niederlande		100	–281.154	–26.832
Essent Retail Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	75.536	9.984
Essent Shared Service Center B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	14.311	14.290
Essent Support Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	–38.423	–13.415
Essent Wind Kaskasi Planungs- und Betriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	-[1]
Essent Wind Nordsee Ost Planungs- und Betriebsgesellschaft mbH, Helgoland		100	256	-[1]
Essent Zuid B.V., Waalre/Niederlande		100	93.194	905

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Eszak-magyarorszagi Aramszolgaltato Nyrt., Miskolc/Ungarn		54	296.510	23.648
EuroSkyPark GmbH, Saarbrücken		51	91	12
EWK Nederland B.V., Groningen/Niederlande		100	–8.714	202
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, Stolberg		54	43.321	16.875
EZN Swentibold B.V., Geleen/Niederlande		100	3.103	3.085
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken		63	12.422	1.121
Fri-El Anzi Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	3.346	–41
Fri-El Anzi S.r.l., Bozen/Italien		100	1.030	–29
Fri-El Guardionara Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	12.881	–634
Fri-El Guardionara S.r.l., Bozen/Italien		100	33.753	1.006
Frijling Milieu Technologie (FMT) B.V., Waddinxveen/Niederlande		100	72	49
Gas Plus Supply Ltd., Oak House/Großbritannien		100	–30.674	30.568
GBE - Gocher Bioenergie GmbH, Goch		80	1.375	–457
GBV Dreizehnte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH & Co. KG, Gundremmingen	94	94	–18.006	–516
GBV Fünfte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	4.202.487	-[1]
GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	100	-[1]
Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A OHG der STEAG GmbH und der RWE Power AG, Bergkamen		51	15.991	1.453
Gemeinschaftskraftwerk Steinkohle Hamm GmbH & Co. KG, Essen		78	50.725	–65.342
Georgia Biomass Holding LLC, Norcross/USA		100	46.107	849
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	40.935	–4.087
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund		100	75.507	18.169
GISA GmbH, Halle (Saale)		75	8.252	2.652
Great Yarmouth Power Ltd., Swindon/Großbritannien		100	3.593	0
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	39.630	–17
GWG Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		60	19.674	4.835
Hameldon Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Hanze Essent N.V., Zwolle/Niederlande		100	9.075	0
Hanze Re-use N.V., Rotterdam/Niederlande		100	0	0
ICS adminservice GmbH, Leuna		100	550	21
Industriepark LH Verteilnetz GmbH, Chemnitz		100	100	-[1]
Infrastrukturgesellschaft Netz Lübz mbH, Hannover		100	0	–12
Innogy Nordsee 1 GmbH, Hamburg		100	11.300	-[1]

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
INVESTERG - Investimentos em Energias, SGPS, Lda. - Gruppe - (vorkonsolidiert)[2]			12.568	1.641
INVESTERG - Investimentos em Energias, Sociedade Gestora de Participações Sociais, Lda., São João do Estoril/Portugal		100		
LUSITERG - Gestão e Produção Energética, Lda., São João do Estoril/Portugal		74		
Jihomoravská plynárenská, a.s., Brno/Tschechien		50	299.685	56.081
JMP Net, s.r.o., Brno/Tschechien		100	412.721	39.927
KA Contracting CR s.r.o., Prag/Tschechien		100	18.302	966
Kazinc-Therm Fûtõerõmû Kft., Kazincbarcika/Ungarn		100	1.231	–522
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, Gundremmingen		75	84.184	8.343
Kernkraftwerk Lingen GmbH, Lingen (Ems)		100	20.034	-[1]
Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH, Lingen (Ems)		99	432.269	-[1]
KEVAG Verkehrs-Service GmbH, Koblenz		100	1.371	-[1]
KEVAG Verteilnetz GmbH, Koblenz		100	25	-[1]
KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mbH, Essen		100	696.225	-[1]
Knabs Ridge Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.940	693
Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft, Koblenz		58	78.608	13.066
Kraftwerksbeteiligungs-OHG der RWE Power AG und der E.ON Kernkraft GmbH, Lingen (Ems)		88	144.407	21.075
KUP Berlin Brandenburg GmbH, Berlin		100	372	–1.952
KUP Nordrhein-Westfalen GmbH, Dortmund		100	199	–301
Lechwerke AG, Augsburg		90	385.580	71.100
LEW Anlagenverwaltung GmbH, Gundremmingen		100	214.753	11.400
LEW Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	213.728	14.371
LEW Netzservice GmbH, Augsburg		100	87	-[1]
LEW Service & Consulting GmbH, Augsburg		100	1.250	-[1]
LEW TelNet GmbH, Neusäß		100	5.100	3.884
LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg		100	4.816	-[1]
Lindhurst Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	352	337
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	10.473	7.064
Magyar Áramszolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	11.510	11.283
Mátrai Erömü Zártkörüen Müködö Részvénytársaság, Visonta/Ungarn		51	301.994	68.082
MEWO Wohnungswirtschaft GmbH & Co. KG, Halle (Saale)		100	10.307	1.358
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Halle (Saale)		75	139.491	45.705
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH , Kabelsketal		100	25	-[1]
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH , Halle (Saale)		100	24	-[1]
Mittlere Donau Kraftwerke AG, München		40	5.113	0

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Naturstrom Rheinland-Pfalz GmbH, Koblenz		100	832	135
NET4GAS, s.r.o., Prag/Tschechien		100	1.487.140	203.294
NEW Energie GmbH, Mönchengladbach		100	1.000	416
NEW Netz GmbH, Geilenkirchen		100	47.415	9.559
NEW Service GmbH, Mönchengladbach		100	154	2.135
Niederrhein Wasser GmbH, Viersen		100	11.195	1.181
Niederrheinwerke Energie GmbH, Viersen		100	434	384
Niederrheinwerke Viersen GmbH, Viersen		100	38.360	13.651
Novar Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		100	–13	–12
Npower Cogen (Hythe) Limited, Swindon/Großbritannien		100	20.253	4.698
Npower Cogen Ireland Limited, Dublin/Irland		100	1.568	787
Npower Cogen Limited, Swindon/Großbritannien		100	202.668	12.205
Npower Cogen Trading Limited, Swindon/Großbritannien		100	–701	7.556
Npower Commercial Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	–21.720	5.883
Npower Direct Ltd, Swindon/Großbritannien		100	128.446	49.442
Npower Financial Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	–382	19.884
Npower Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	–289.567	–50.296
Npower Limited, Swindon/Großbritannien		100	–303.436	–46.821
Npower Northern Limited, Swindon/Großbritannien		100	–364.018	–179.924
Npower Yorkshire Limited, Swindon/Großbritannien		100	–607.988	142.725
Npower Yorkshire Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		90	20.979	–142
NVV AG, Mönchengladbach		43	144.702	46.050
Octopus Electrical Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.134	–574
OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein		100	5.778	-[1]
Oval (2205) Ltd, Swindon/Großbritannien		100	–5.748	0
Ózdi Erõmû Távhõtermelõ és Szolgáltató Kft., Kazincbarcika/Ungarn		100	1.108	–294
Park Wiatrowy Suwalki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	8.273	–6.828
Park Wiatrowy Tychowo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2.592	11
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	44.147	410
Plus Shipping Services Ltd., Oak House/Großbritannien		100	14.306	4.367
Powerhouse B.V., Almere/Niederlande		100	20.286	4.657
Projecta 10 GmbH, Saarbrücken		100	54.303	-[1]

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RE GmbH, Köln		100	12.463	-[1]
Recuperación y Tratamiento de Biomasa Trabisa, S.L., Requena/Spanien		87	1.134	–995
Regenesys Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	1.602
Regenesys Technologies Ltd., Swindon/Großbritannien		100	711	4
regionetz GmbH, Düren		100	64	–7
Restabwicklung SNR 300 GmbH, Essen		100	4.328	–141
Rheinbraun Benelux N.V., Wondelgem/Belgien		100	9.577	328
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	63.316	-[1]
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	-[1]
Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	30.641	1.757
Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH, Wesel		100	25	-[1]
rhenag Beteiligungs GmbH, Köln		100	25	-[1]
rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, Köln		67	146.463	32.255
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta		100	48.345	709
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	–1.348	4.365
RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, Gundremmingen	51	100	355.895	27.308
RSB LOGISTIC GMBH, Köln		100	19.304	-[1]
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	68.227	31.533
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		70	173.438	–1.579
RWE Aktiengesellschaft, Essen			9.924.478	1.537.748
RWE Aqua GmbH, Berlin		100	233.106	-[1]
RWE Aqua Holdings GmbH, Essen	100	100	500.950	-[1]
RWE Benelux Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	2.412.371	–253.454
RWE Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen	100	100	7.820.490	-[1]
RWE Beteiligungsverwaltung Ausland GmbH, Essen	100	100	435.420	-[1]
RWE Consulting GmbH, Essen		100	1.569	-[1]
RWE Dea AG, Hamburg		100	1.407.378	-[1]
RWE Dea Cyrenaica GmbH, Hamburg		100	26	-[1]
RWE Dea E & P GmbH, Hamburg		100	32.930	-[1]
RWE Dea Idku GmbH, Hamburg		100	78.772	-[1]
RWE Dea International GmbH, Hamburg		100	290.741	-[1]
RWE Dea Nile GmbH, Hamburg		100	581	-[1]
RWE Dea Norge AS, Oslo/Norwegen		100	161.079	37.374
RWE Dea North Africa/Middle East GmbH, Hamburg		100	130.025	-[1]
RWE Dea Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	64	11.400

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Dea Speicher GmbH, Hamburg		100	25	-[1]
RWE Dea Suez GmbH, Hamburg		100	87.226	-[1]
RWE Dea Trinidad & Tobago GmbH, Hamburg		100	25	-[1]
RWE Dea UK Holdings Limited, Aberdeen/Großbritannien		100	297.935	–520
RWE Dea UK SNS Limited, London/Großbritannien		100	170.350	–19.769
RWE Deutschland Aktiengesellschaft, Essen	12	100	502.413	-[1]
RWE Distribuění služby, s.r.o., Prag/Tschechien		100	16.012	13.431
RWE East, s.r.o., Prag/Tschechien	2	100	424	405
RWE Eemshaven Holding B.V., Arnhem/Niederlande		100	–23.370	–27.446
RWE Effizienz GmbH, Dortmund		100	25	-[1]
RWE Energie, a.s., Ústí nad Labem/Tschechien		100	182.553	81.772
RWE Energiedienstleistungen GmbH, Dortmund		100	17.911	-[1]
RWE Energy Beteiligungsverwaltung Luxemburg S.A.R.L., Luxemburg/Luxemburg		100	86.283	14.886
RWE Energy Nederland N.V., Hoofddorp/Niederlande		100	56.483	6.348
RWE FiberNet GmbH, Essen		100	25	-[1]
RWE Finance B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100	100	9.829	2.580
RWE Gas International N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100	100	5.422.554	252.257
RWE Gas Slovensko, s.r.o., Košice/Slowakei		100	5.715	-1.285
RWE Gas Storage, s.r.o., Prag/Tschechien		100	609.029	78.462
RWE GasNet, s.r.o., Ústí nad Labem/Tschechien		100	341.775	67.130
RWE Gasspeicher GmbH, Dortmund	100	100	350.087	-[1]
RWE Gastronomie GmbH, Essen		100	133	–140
RWE Hungaria Tanacsado Kft., Budapest/Ungarn		100	6.548	107
RWE Innogy Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	3.622	–1.390
RWE Innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	-[1]
RWE Innogy Cogen Beteiligungs GmbH, Dortmund		100	7.350	-[1]
RWE Innogy Cogen GmbH, Dortmund	5	100	201.320	-[1]
RWE Innogy GmbH, Essen	100	100	514.582	-[1]
RWE Innogy Iberia Biomasa S.L.U., Madrid/Spanien		100	5.928	117
RWE Innogy Italia S.p.A., Bozen/Italien		100	75.570	–48.479
RWE Innogy Lüneburger Heide Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Walsrode		100	25	-[1]
RWE Innogy Nordost Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Marienfließ		100	25	-[1]
RWE Innogy Nordwest Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	-[1]
RWE Innogy (UK) Ltd., Swindon/Großbritannien		100	1.084.765	–8.053
RWE Innogy Windpark GmbH, Essen		100	31.825	-[1]

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Innogy Windpower Hannover GmbH, Hannover		100	73.530	-[1]
RWE Innogy Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	–16.636	–4.705
RWE Interní služby, s.r.o., Prag/Tschechien		100	4.600	1.367
RWE IT Czech s.r.o., Brno/Tschechien	1	100	7.075	338
RWE IT GmbH, Essen	100	100	22.724	-[1]
RWE IT MAGYARORSZÁG Kft., Budapest/Ungarn		100	376	227
RWE IT Poland Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.676	32
RWE IT Slovakia s.r.o., Košice/Slowakei	15	100	2.238	2.196
RWE IT UK Ltd., Swindon/Großbritannien		100	19.991	–13.216
RWE KAC Dezentrale Energien GmbH & Co. KG, Dortmund		100	9.403	1.220
RWE Key Account CZ, s.r.o., Prag/Tschechien		100	–1.864	–4.301
RWE Kundenservice GmbH, Bochum		100	25	-[1]
RWE Metering GmbH, Essen		100	25	-[1]
RWE Npower Holdings plc, Swindon/Großbritannien		100	1.828.521	2.395
RWE Npower plc., Swindon/Großbritannien		100	1.495.628	–188.001
RWE Npower Renewables (Galloper) No. 1 Limited, Swindon/Großbritannien		100	–9	–9
RWE Npower Renewables (Galloper) No. 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	–9	–9
RWE Npower Renewables Limited, Swindon/Großbritannien		100	650.170	–32.644
RWE Npower Renewables (Markinch) Limited, Swindon/Großbritannien		100	–1.287	–1.234
RWE Npower Renewables (NEWCO)1 Limited, Swindon/Großbritannien		100	–11	–10
RWE Npower Renewables (NEWCO)2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE Npower Renewables (NEWCO)3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	–11	–10
RWE Npower Renewables (NEWCO)4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	–32	–30
RWE Npower Renewables (Stallingborough) Limited, Swindon/Großbritannien		100	–5.191	–130
RWE Offshore Logistics Company GmbH, Hamburg		100	30	-[1]
RWE Offshore Wind Nederland B.V., Utrecht/Niederlande		100	880	–1.105
RWE Plynoprojekt, s.r.o., Prag/Tschechien		100	5.166	–749
RWE Polska Contracting Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	2.655	0
RWE Polska S.A., Warschau/Polen		100	458.810	27.152
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	3.476.964	-[1]
RWE Renewables Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	53.824	2.659
RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen		100	57.840	-[1]
RWE Rhein-Ruhr Netzservice GmbH, Siegen		100	25	-[1]
RWE RWN Beteiligungsgesellschaft Mitte mbH, Essen		100	286.356	-[1]
RWE Seabreeze I GmbH & Co. KG, Bremerhaven		100	25.706	–1.019
RWE Seabreeze II GmbH & Co. KG, Bremerhaven		100	25.893	–831
RWE Service GmbH, Dortmund	100	100	248.451	-[1]

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Solutions Aktiengesellschaft, Karlstein	100	100	186.856	-[1]
RWE Solutions Ireland Ltd, Dublin/Irland		100	10.413	1.993
RWE Solutions UK Ltd, London/Großbritannien		100	19.840	–105
RWE Stoen Operator Sp z o.o., Warschau/Polen		100	612.943	0
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	6.083	6.083
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.800	-[1]
RWE Supply & Trading Hungary Karlátolt Felelösségü Társaság, Budapest/Ungarn		100	197	0
RWE Supply & Trading Iberia S.L., Madrid/Spanien		100	–2.205	0
RWE Supply & Trading Italy S.r.l., Rom/Italien		100	411	0
RWE Supply & Trading Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	675.916	0
RWE Supply & Trading Nordic AS, Oslo/Norwegen		100	165	0
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	383.177	26.434
RWE Supply & Trading Switzerland S.A., Genf/Schweiz		100	41.449	–263.339
RWE Technology GmbH, Essen		100	25	-[1]
RWE Technology Tasarim ve Mühendislik Danismanlik Ticaret Limited Sirketi, Istanbul/Türkei		100	1.000	999
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	300	9
RWE Trading Americas Inc., New York/USA		100	20.694	–3.667
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.776	-[1]
RWE Transgas, a.s., Prag/Tschechien		100	3.306.460	380.135
RWE Turkey Holding A.S., Istanbul/Türkei	100	100	70.423	3.820
RWE Vertrieb Aktiengesellschaft, Dortmund		100	16.143	-[1]
RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH, Dortmund		100	25	-[1]
RWE Zákaznické služby, s.r.o., Prag/Tschechien		100	2.552	2.228
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, Mülheim an der Ruhr		80	75.730	10.267
Saarwasserkraftwerke GmbH, Essen		100	14.368	-[1]
Scarcroft Investments Limited, Swindon/Großbritannien		100	–13.427	0
Scaris Investment Limited, Sliema/Malta	100	100	5.143.013	272.191
Scaris Limited, Sliema/Malta		100	4.826.337	185.961
Schwäbische Entsorgungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	18.748	1.117
Severomoravská plynárenská, a.s., Ostrava/Tschechien		68	198.249	41.059
Sinergy Energiaszolgáltató, Beruházó és Tanácsadó Kft., Budapest/Ungarn		100	27.011	4.723
SMP Net, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	272.460	36.766
Speicher Breitbrunn/Eggstätt RWE Dea & Storengy, Hamburg		80	0	19.729
Speicherbecken Geeste OHG der RWE Power AG und der E.ON Kernkraft GmbH, Geeste		94	26	3

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
SPER S.p.A., Enna/Italien		70	13.653	–267
SPM Sales Portfolio Management BV, Arnhem/Niederlande		100	205.481	205.381
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	7.273	1.171
Stadtwärme Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		100	2.970	-[1]
STADTWERKE DÜREN GMBH, Düren		75	28.542	7.778
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		51	13.930	3.941
Stadtwerke Tönisvorst GmbH, Tönisvorst		95	5.961	3.467
Superior Plumbing Installations Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.607	–2.712
Süwag Beteiligungs GmbH, Frankfurt am Main		100	4.425	-[1]
Süwag Energie AG, Frankfurt am Main		78	355.675	60.800
Süwag Kundenservice GmbH, Frankfurt am Main		100	180	-[1]
Süwag Netz GmbH, Frankfurt am Main		100	25	-[1]
Süwag Netzservice GmbH, Frankfurt am Main		100	28	-[1]
Süwag Wasser GmbH, Frankfurt am Main		100	318	-[1]
Taff-Ely Wind Farm Project Limited, Swindon/Großbritannien		100	105	0
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	283	158
Tisza-Therm Fûtõerõmû Kft., Tiszaújváros/Ungarn		100	675	–564
Tisza-WTP Vízelõkészítõ és Szolgáltató Kft., Tiszaújváros/Ungarn		100	1.737	324
Transpower Limited (Republic of Ireland), Dublin/Irland		100	2.369	952
Triton Knoll Offshore Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	–5	–5
Überlandwerk Krumbach GmbH, Krumbach		75	4.388	733
Uniti Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.589.498	54.093
VCP Net, s.r.o., Hradec Králové/Tschechien		100	208.981	25.588
Verteilnetz Plauen GmbH, Plauen		100	22	-[1]
Volta Limburg B.V., Schinnen/Niederlande		89	23.738	5.903
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken		69	159.364	14.445
VSE Net GmbH, Saarbrücken		100	13.315	1.318
VSE Verteilnetz GmbH, Saarbrücken		100	25	-[1]
VSW Netz GmbH, Crimmitschau		100	451	252
VSW Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, Lichtenstein		98	25.310	667
Východoceská plynárenská, a.s., Hradec Králové/Tschechien		67	138.495	32.173
Wendelsteinbahn GmbH, Brannenburg		100	2.817	302
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, Brannenburg		100	38	-[1]
Westfalen-Weser-Ems Verteilnetz GmbH, Recklinghausen		100	25	-[1]
Westland Energie Services B.V., Poeldijk/Niederlande		100	9.491	–8.954
Windpark Westereems B.V., Zwolle/Niederlande		100	7.764	358
WINKRA Dransfeld Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Dransfeld		100	25	-[1]

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
WINKRA Eicklingen Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Eicklingen		100	25	-[1]
WINKRA Eystrup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hassel		100	25	-[1]
WINKRA Friedrichsgabekoog Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Friedrichsgabekoog		100	26	-[1]
WINKRA Gethsemane Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Philippsthal		100	26	-[1]
WINKRA Grömitz Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Grömitz		100	26	-[1]
WINKRA Halle Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Halle		100	25	-[1]
WINKRA Helmstedt Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Grasleben		100	25	-[1]
WINKRA Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hörup		100	26	-[1]
WINKRA Krokhorst Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Schwanewede		100	25	-[1]
WINKRA Krusemark Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hohenberg-Krusemark		100	26	-[1]
WINKRA Krusemark 5 Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Lindtorf		100	25	-[1]
WINKRA Krusemark 6 Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Lindtorf		100	25	-[1]
WINKRA Krusemark 7 Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Lindtorf		100	25	-[1]
WINKRA Krusemark 8 Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Lindtorf		100	25	-[1]
WINKRA Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	-[1]
WINKRA Lichtenau Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Lichtenau		100	26	-[1]
WINKRA Messingen Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Messingen		100	25	-[1]
WINKRA Oedelum Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Schellerten		100	25	-[1]
WINKRA Ottersberg Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Ottersberg		100	25	-[1]
WINKRA Regesbostel Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Regesbostel		100	25	-[1]
WINKRA Rethen Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Vordorf		100	25	-[1]
WINKRA Riepsdorf Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Riepsdorf		100	26	-[1]
WINKRA Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sommerland		100	26	-[1]
WINKRA Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	26	-[1]
WINKRA Welver Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Welver		100	25	-[1]
WINKRA Zicherie Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Brome		100	25	-[1]
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	0	–34
WVP-Wärmeversorgung Plauen GmbH, Plauen		100	260	-[1]
YE Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	–112.247	0
Yorkshire Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	13.427	0
Zuidermeerwindenergie B.V., Heerenveen/Niederlande		100	66	–17

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Agenzia Carboni S.R.L., Genua/Italien		100	591	26
Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, Essen		100	5.113	0
Allt Dearg Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Alte Haase Bergwerks-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Dortmund		100	–70.148	–5.227
aqua.t Wassergesellschaft Thüringen mbH, Hermsdorf		100	100	-[1]
Ardoch Over Enoch Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		100	0	0
Ballindalloch Muir Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
b_gas Eicken GmbH, Schwalmtal		100	–793	–294
bildungszentrum Energie GmbH, Halle (Saale)		100	883	408
Bioenergie Anhausen Mainborn Verwaltungs GmbH, Anhausen		100		[3]
Bioenergie Bad Wimpfen GmbH & Co. KG, Bad Wimpfen		51		[3]
Bioenergie Bad Wimpfen Verwaltungs GmbH, Bad Wimpfen		100		[3]
Bioenergie Kirchspiel Anhausen GmbH & Co. KG, Anhausen		51		[3]
Biogasanlage Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		75	29	1
BRAWA, a.s., Prag/Tschechien		100	80	–1
Brims Ness Tidal Power Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Carnedd Wen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Carr Mor Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		100	0	0
Causeymire Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Central de Biomasa de la Demanda, S.L.U., Alcobendas/Spanien		100	–2	–4
Central de Biomasa de la Vega, S.L.U., Alcobendas/Spanien		100	273	–166
Central de Biomasa Sierra Nevada, S.L.U., Alcobendas/Spanien		100	309	–718
Cilciffeth Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Comco MCS S.A., Luxemburg/Luxemburg		95	410	228
Craigenlee Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Culbin Farm Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Cuthberts Hill Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 1A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Doggerbank Project 1B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Doggerbank Project 2A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Doggerbank Project 2B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Doggerbank Project 3A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Doggerbank Project 3B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
ECS - Elektrárna Cechy-Stred, a.s., Prag/Tschechien		51	3.599	–7
EDON Group Costa Rica S.A., San Jose/Costa Rica		100	837	–133
EL-Pöför Epitési és Üzemeltetési Kft., Budapest/Ungarn		100	570	62
Energetyka Wschod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	34	15
Energetyka Zachod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	52	12
enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, Chemnitz		100	56.366	-[1]
enviaM Erneuerbare Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Markkleeberg		100		[3]
ESK GmbH, Dortmund		100	128	1.653

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
ESM Entwicklungsgesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Saarbrücken		100	54	–2
Executive Aviation Centre Limited (i.L.), London/Großbritannien		100	–6.239	–1
FAMIS Energieservice GmbH, Saarbrücken		100	687	-[1]
Fernwärme Saarlouis-Steinrausch Investitionsgesellschaft mbH, Saarlouis		95	7.567	-[1]
´Finelectra´ Finanzgesellschaft für Elektrizitäts-Beteiligungen AG, Hausen/Schweiz		100	13.856	580
GBV Achtundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	0
GBV Achtzehnte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	23	0
GBV Einundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	0
GBV Neunundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	0
GBV Siebenundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	0
GBV Verwaltungsgesellschaft mbH, Gundremmingen	94	94	19	–1
GBV Zweiundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	0
Gelligaer Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Gesellschaft für Kommunikationstechnik und Medienarbeit mbH, Essen		100	60	-[1]
GKB Gesellschaft für Kraftwerksbeteiligungen mbH, Cottbus		100	191	69
GkD Gesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Siegburg		100	53	0
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	17	–4
Green Gesellschaft für regionale und erneuerbare Energien mbH, Stolberg		52		[3]
GWG Netzgesellschaft GmbH, Grevenbroich		100	100	466
High Moor Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
HM&A UK Limited (i.L.), London/Großbritannien		100	–2.405	–6
HM&A Verwaltungs GmbH i.L., Essen		100	92	12
Hospitec Facility Management GmbH, Saarbrücken		100	–1.788	0
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Soria/Spanien		100	428	0
Jordanston Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
KA Contracting SK s.r.o., Banská Bystrica/Slowakei		100	948	–52
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	109	–234
Kieswerk Kaarst Verwaltungs GmbH, Bergheim		51	27	0
Kiln Pit Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Kirkby Moor Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.131	0
KMC Services GmbH, Kaiserslautern		100	36	–1
KWS Kommunal-Wasserversorung Saar GmbH , Saarbrücken		100	30	-[1]
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Low Houses Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Mátrai Erömü Központi Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	2.799	401
Meterplus Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
MEWO Wohnungswirtschaft Verwaltungs-GmbH, Halle (Saale)		100	43	2
Middlemoor Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
MIROS Mineralische Rohstoffe, GmbH i.L., Bergheim		100	0	0

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH, Chemnitz		100		[3]
Naturstrom Betriebsgesellschaft Oberhonnefeld mbH, Koblenz		100	149	–6
Netzwerke Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		100	50	-[1]
Neue Energie Groß-Gerau GmbH, Frankfurt am Main		100	24	0
NEW Re GmbH, Mönchengladbach		100	100	0
Niederrheinwerke Impuls GmbH, Grefrath		67	394	319
Niederrheinwerke Schwalm-Nette GmbH, Viersen		100	6.215	342
Niederrheinwerke Schwalm-Nette Netz GmbH, Viersen		100	25	0
North Kintyre Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Novar Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Npower Northern Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRF Neue Regionale Fortbildung GmbH, Halle (Saale)		100	144	12
NRL (GEM) Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	106	–8
Park Wiatrowy Gaworzyce Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	27	26
Park Wiatrowy Msciwojów Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	–10	–7
Park Wiatrowy Nowy Staw Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	3	–5
Park Wiatrowy Prudziszki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	8	–2
Park Wiatrowy Smigiel I Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	–10	–7
Park Wiatrowy Znin Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	7	1
PHP Poland Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Projecta 12 GmbH, Saarbrücken		100	148	-[1]
Projecta 15 GmbH, Saarbrücken		100	17	–1
Projecta 5 - Entwicklungsgesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Saarbrücken		100	21	–1
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, Rain		75		[3]
RD Hanau GmbH, Hanau		100	423	–533
Rebyl Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
ReEnergie Niederrhein Biogas Schwalmtal GmbH & Co. KG, Schwalmtal		56	1.551	29
Rheinland Westfalen Energiepartner GmbH, Essen		100	25	-[1]
rhenagbau GmbH, Köln		100	1.258	-[1]
ROTARY-MATRA Kútfúró és Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	855	5
RWE & Turcas Enerji Toptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	14	–15
RWE & Turcas Kuzey Elektirk Üretim Anonim Sirketi, Ankara/Türkei		70	38	–14
RWE Aqua International GmbH, Essen		100	50	-[1]
RWE Dea UK Development Limited, London/Großbritannien		100	0	0
RWE Dea UK EC Limited, London/Großbritannien		100	0	0
RWE Dea UK Exploration Limited, London/Großbritannien		100	0	0
RWE Dea UK Limited, Aberdeen/Großbritannien		100	0	0
RWE Dea UK PV Limited, London/Großbritannien		100	0	0
RWE DEA Ukraine LLC, Kiew/Ukraine		100	63	–193

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE East Bucharest S.R.L, Bukarest/Rumänien		100	2.968	–1.839
RWE Energetyka Trzemeszno Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	1.283	194
RWE EUROtest Gesellschaft für Prüfung-Engineering-Consulting mbH, Dortmund		100	51	-[1]
RWE Gas Transit, s.r.o., Prag/Tschechien		100		[3]
RWE Hrvatska d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	5	21
RWE Innogy d.o.o. za koristenje obnovljivih izvora energije, Sarajevo/Bosnien-Herzegowina		100	0	–145
RWE Innogy Holding S.R.L., Bukarest/Rumänien		100		[3]
RWE Innogy Kaskasi GmbH, Hamburg		100	66	–1
RWE Innogy Serbia d.o.o., Belgrad/Serbien		100		[3]
RWE KAC Dezentrale Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Dortmund		100	19	–3
RWE Kuzey Holding Anonim Sirketi, Istanbul/Türkei		100	–3	–20
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.913	0
RWE Power Benelux B.V., Hoofddorp/Niederlande		100	632	160
RWE Power Beteiligungsverwaltung GmbH & Co. KG, Grevenbroich		100	0	0
RWE Power Climate Protection China GmbH, Essen		100	25	-[1]
RWE Power Climate Protection Clean Energy Technology (Beijing) Co., Ltd., Beijing/China		100	210	–74
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	-[1]
RWE Power Zweite Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Grevenbroich		100	24	–1
RWE Rhein Oel Ltd., London/Großbritannien		100	–1	–1
RWE Seabreeze I Verwaltungs GmbH, Bremerhaven		100	3	–17
RWE Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Bremerhaven		100	3	–16
RWE Stiftung gemeinnützige GmbH, Essen	100	100	59.013	893
RWE Trading New Business Ltd., London/Großbritannien		100	1.238	127
RWE Trading Services Ltd., Swindon/Großbritannien		100	915	91
RWE Trading UK Ltd., London/Großbritannien		100	4.487	120
RWE WP 4 Sp.z o.o., Warschau/Polen		100	267	–7
RWE-EnBW Magyarország Energiaszolgáltató Korlátolt Felelösségü Társaság, Budapest/Ungarn		70	1.105	117
Sandersdorf-Brehna Netz GmbH & Co. KG, Sandersdorf-Brehna		100		[3]
Sandersdorf-Brehna Netz Verwaltungs GmbH, Sandersdorf-Brehna		100		[3]
SASKIA Informations-Systeme GmbH, Chemnitz		90	599	185
SchlauTherm GmbH, Saarbrücken		75	96	59
Securum AG, Zug/Schweiz		100	3.640	40
Snowgoat Glen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Societe Nouvelle Sidechar S.A., Paris la Defense/Frankreich	100	100	85	–14
Steinkohlendoppelblock Verwaltungs GmbH, Essen		100	156	48
Stoen Nieruchomosci Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	–487	–31
Stroupster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Süwag Erneuerbare Energien GmbH, Frankfurt am Main		100	124	0

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Tarskavaig Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
T.B.E. TECHNISCHE BERATUNG ENERGIE für wirtschaftliche Energieanwendung GmbH, Duisburg		100	337	-[1]
TEPLO Rumburk s.r.o., Rumburk/Tschechien		98	256	38
Thermolux S.a.r.l., Luxemburg/Luxemburg		100	1.521	0
Thyssengas-Unterstützungskasse GmbH, Dortmund		100	113	–43
Tisza BioTerm Kft., Budapest/Ungarn		60	2	0
Trenewydd Windfarm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
TWS Technische Werke der Gemeinde Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		51	3.344	662
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein am Main		80	5.711	31
VKN Geschäftsführungs GmbH, Ensdorf		51	42	2
VKN Saar Gesellschaft für Verwertung von Kraftwerksnebenprodukten und Ersatzbrennstoffen GmbH, Ensdorf		51	50	235
VSE-Windpark Merchingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		100	1.863	–937
VSE-Windpark Merchingen Verwaltungs GmbH, Saarbrücken		100	53	2
VSE Stiftung gGmbH, Saarbrücken		100	2.535	–24
Wabea Wasserbehandlungsanlagen Berlin GmbH i.L., Berlin		100	420	19
Wärmeversorgung Schwaben GmbH, Augsburg		100	64	0
Windpark Westerwald GmbH, Waigandshain		54	1.617	–25
Windpark Zuidermeerdijk C.V., Soest/Niederlande		100	457	134
WLN Wasserlabor Niederrhein GmbH, Mönchengladbach		60	325	13

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	613.025	118.527
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51	20.321	146
ATBERG - Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	2.341	453
AVA Abfallverwertung Augsburg GmbH, Augsburg		25	18.111	4.151
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, Gevelsberg		50	102.721	15.408
BC-Eromu Kft., Miskolc/Ungarn		74	18.556	4.622
Bergische Energie und Wasser - Netzgesellschaft GmbH, Wipperfürth		61	9.605	1.496
Budapesti Disz- es Közvilagitsi Korlatolz Felelössegü Tarsasag, Budapest/Ungarn		50	33.981	1.364
C-Power N.V., Zwijndrecht/Belgien		27	155.430	–5.227
Delesto B.V., Delfzijl/Niederlande		50	57.431	1.151
Desco B.V., Dordrecht/Niederlande		33	10.342	834
Desco C.V., Dordrecht/Niederlande		33	12.901	0
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW 21), Dortmund		47	165.417	7.828
EAH Holding B.V., Heerenveen/Niederlande		33	4.177	336
EdeA VOF, Geleen/Niederlande		50	36.300	1.964
EGG Holding BV, 's-Hertogenbosch/Niederlande		50	629	375
Electrorisk Verzekeringsmaatschappij N.V., Arnhem/Niederlande		25	10.506	388
Elsta B.V., Middelburg/Niederlande		25	154	34
Elsta B.V. & CO C.V., Middelburg/Niederlande		25	1.333	7.241
Energie Nordeifel GmbH & Co. KG, Kall[2]		50	10.654	2.622
Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH, Altenburg		30	29.933	2.962
Energieversorgung Guben GmbH, Guben		45	5.535	443
Energieversorgung Hürth GmbH, Hürth		25	4.961	0
Energieversorgung Oberhausen AG, Oberhausen		10	30.224	0
Energiewacht B.V., Veendam/Niederlande		50	3.120	3.343
ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers		20	32.447	9.359
Enovos International S. A., Luxemburg/Luxemburg		18	619.146	89.553
Éoliennes de Mounés S.A.S., Paris/Frankreich		50	–4.522	–3.316
EPZ - N.V. Elektriciteits Produktiemij Zuid-Nederland, Borssele/Niederlande		30	37.507	0
EWR Aktiengesellschaft, Worms		2	74.307	16.474
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms		50	142.528	16.488
Excelerate Energy LLC, The Woodlands/USA		50	9.026	0
Excelerate Energy LP, The Woodlands/USA[2]		50	205.130	–194.184
Exemplar NV, Brüssel/Belgien		15	29	–24
Expedient NV, Antwerpen/Belgien		15	241	176
Exquisite NV, Antwerpen/Belgien		15	874	195
Fovarosi Gazmuvek Zrt., Budapest/Ungarn		50	143.952	30.838
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), Freiberg		30	9.785	2.945
Fri-El S.p.A., Bozen/Italien[2]		50	15.432	–1.550
FSO GmbH & Co. KG, Oberhausen[2]		50	40.204	11.198

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Gaswacht Friesland B.V., Sneek/Niederlande		50	7.801	1.012
Geas Energiewacht B.V., Enschede/Niederlande		50	8.409	1.425
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen[2]		28	–239	6.374
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	80.903	77.526
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	114.142	6.647
Gwynt Y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		60	–3.342	–326
Hastrabau-Kommunale Entsorgungsdienste GmbH & Co. KG, Langenhagen		50	128	–68
HIDROERG - Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	8.681	1.954
Horizon Nuclear Power Limited, London/Großbritannien		50	66.566	–40.897
Hungáriavíz Vagyonkezelõ Zrt., Budapest/Ungarn		49	47.678	5
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG, Essen		78	40.587	–5.157
Innogy Venture Capital GmbH, Essen		75	25	31
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich[2]		49	585.156	97.700
KBM Kommunale Beteiligungsgesellschaft mbH an der envia Mitteldeutsche Energie AG, Bitterfeld		19	190.485	24.045
Kemkens B.V., Oss/Niederlande		49	10.122	4.175
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG, Neunkirchen		29	72.780	10.071
Konsortium Energieversorgung Opel oHG der RWE Innogy Cogen GmbH und der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, Karlstein		67	25.994	7.524
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr		49	21.972	–13.411
Mingas-Power GmbH, Essen		40	4.703	4.034
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf		27	4.961	405
NV Energiewacht Groep, Zwolle/Niederlande		50	7.801	1.012
NV KEMA, Arnhem/Niederlande		25	127.894	7.700
Pfalzwerke Aktiengesellschaft, Ludwigshafen		27	192.102	18.816
Pistazit Anlagen-Vermietungs GmbH & Co. Objekt Willich KG, Mainz		100	308	757
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mbH, Neuss		50	287	–18
Projecta 14 GmbH, Saarbrücken		50	37.733	–974
Propan Rheingas GmbH & Co KG, Brühl		30	15.445	1.919
Przedsiêbiorstwo Wodociagów i Kanalizacji Sp. z o.o., Dabrowa Górnica/Polen		34	32.465	1.698
Regionalgas Euskirchen GmbH & Co. KG, Euskirchen		43	55.211	10.138
RheinEnergie AG, Köln		20	691.918	15.000
Rhein-Main-Donau AG, München		22	110.169	0
RWE-Veolia Berlinwasser Beteiligungs GmbH, Berlin		50	296.728	77.169
Sampi Anlagen-Vermietungs GmbH & Co. Objekt Meerbusch KG, Mainz		100	196	1.330
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg (Baden)		50	59.339	2.809
SET Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		50	10.034	0
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., Zagreb/Kroatien		50	1.836	476
Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Siegen		25	21.173	2.698

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg[2]		40	9.756	6.650
SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, Cottbus		33	38.000	9.434
SSW Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co. KG, St. Wendel		50	20.215	1.852
Stadtwerke Bernburg GmbH, Bernburg		45	31.709	7.534
Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, Bitterfeld-Wolfen		40	19.827	1.702
Stadtwerke Bühl GmbH, Bühl		30	21.757	600
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg		20	157.409	45.956
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Dülmen		50	26.903	4.143
Stadtwerke Emmerich GmbH, Emmerich am Rhein		25	12.115	3.419
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, Essen		29	117.256	0
Stadtwerke Geldern GmbH, Geldern		49	11.171	3.191
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, Bad Kreuznach		25	39.925	2.291
Stadtwerke Kirn GmbH, Kirn		49	1.612	343
Stadtwerke Lutherstadt Eisleben GmbH, Lutherstadt Eisleben		42	17.949	4.113
Stadtwerke Meerane GmbH, Meerane		24	11.943	2.377
Stadtwerke Merseburg GmbH, Merseburg		40	20.392	4.731
Stadtwerke Merzig GmbH, Merzig		50	15.906	1.727
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, Neuss		25	88.344	12.094
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald		50	4.818	1.392
Stadtwerke Ratingen GmbH, Ratingen		25	45.220	4.792
Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, Reichenbach		24	11.302	1.636
Stadtwerke Remscheid GmbH, Remscheid		25	114.095	5.379
Stadtwerke Saarlouis GmbH, Saarlouis		49	33.522	5.069
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert		50	82.005	11.443
Stadtwerke Weißenfels GmbH, Weißenfels		24	21.770	4.655
Stadtwerke Willich GmbH, Willich		25	12.581	0
Stadtwerke Zeitz GmbH, Zeitz		24	20.384	3.400
Südwestfalen Energie und Wasser AG, Hagen[2]		19	212.885	29.160
TCP Petcoke Corporation, Dover/USA[2]		50	12.776	15.895
TE Plomin d.o.o., Plomin/Kroatien		50	34.165	1.891
TIGAZ Tiszantuli Gazszolgaltato Zrt., Hajduszoboszlo/Ungarn		44	533.883	2.154
TVK Eromu Termelo es Szolgaltato Korlatolt Felelossegu Tarsasag, Tiszaujvaros/Ungarn		74	16.027	3.508
URANIT GmbH, Jülich		50	85.617	23.584
Vliegasunie B.V., De Bilt/Niederlande		43	2.348	403
VOF Dobbestroom, Veendam/Niederlande		50	14.076	119
VOF Hunzestroom, Veendam/Niederlande		50	10.462	248
Východoslovenská energetika a.s., Košice/Slowakei[2]	49	49	232.601	82.244

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel GmbH, St. Wendel		28	19.497	1.295
WBM Wirtschaftsbetriebe Meerbusch GmbH, Meerbusch		40	19.875	3.171
WestEnergie und Verkehr GmbH, Geilenkirchen		50	37.578	7.624
Zagrebacke otpadne vode d.o.o., Zagreb/Kroatien		48	121.240	19.916
Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., Zagreb/Kroatien		33	4.242	4.219
Zephyr Investments Limited, Swindon/Großbritannien[2]		33	–20.347	–19.623
Zwickauer Energieversorgung GmbH, Zwickau		27	34.360	13.875

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Abwasser-Gesellschaft Knapsack, GmbH, Hürth		33	389	159
Astralis S.A., Betzdorf/Luxemburg		49	–51	–8
Awotec Gebäude Servicegesellschaft mbH, Saarbrücken		48	96	0
Bäderbetriebsgesellschaft St. Ingbert GmbH, St. Ingbert		49	55	7
Biogas Mönchengladbach-Süd GmbH & Co KG, Mönchengladbach		50	0	–232
Breer Gebäudedienste Heidelberg GmbH, Heidelberg		45	243	77
Brockloch Rig Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		50	1	0
CARBON CDM Korea Ltd., Seoul/Südkorea		49	6.693	5.681
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	–1.113	481
CARBON Egypt Ltd., Kairo/Ägypten		49	2.202	1.984
Caspian Energy Company Limited, London/Großbritannien		50	1	0
Central de Biomasa Juneda, S.L., Juneda/Spanien		30		[3]
CZT Valašské Mezirící s.r.o., Valasske Mezirici/Tschechien		20	83	35
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, Gorleben		31	799	291
D&S Geo Innogy GmbH, Essen		50	740	–230
ELE-GEW Photovoltaikgesellschaft mbH, Gelsenkirchen		50	20	–5
ELE-Scholven-Wind GmbH, Gelsenkirchen		30	511	–8
Energie Nordeifel Beteiligungs-GmbH, Kall		50	28	3
Energie Service Saar GmbH, Völklingen		50	–1.401	–2.036
Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG, Beckum		49	6.086	2.942
Energieversorgung Beckum Verwaltungs-GmbH, Beckum		49	44	2
Energieversorgung Marienberg GmbH, Marienberg		49	1.310	847
Energieversorgung Oelde GmbH, Oelde		46	4.874	–406
Enerventis GmbH & Co. KG, Saarbrücken		33	1.090	69
Ensys AG, Frankfurt am Main		25	672	–3.781
Eólica de la Mata, S.A., Soria/Spanien		26	606	0
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		50	73	15
Erdgasversorgung Industriepark Leipzig Nord GmbH, Leipzig		50	826	390
Erdgasversorgung Oranienburg GmbH, Oranienburg		24	6.320	1.061
EWC Windpark Cuxhaven GmbH, München		50	268	152
Facility Management Osnabrück GmbH, Osnabrück		49	99	20
Fernwärmeversorgung Zwönitz GmbH, Zwönitz		50	2.440	235
Forewind Limited, Swindon/Großbritannien		25	0	0
FSO Verwaltungs-GmbH, Oberhausen		50	40	1
Galloper Wind Farm Limited, Reading/Großbritannien		50		[3]
Gas Service Freiberg GmbH, Freiberg		29	257	206
Gas- und Wasserwerke Bous-Schwalbach, Bous		49	11.953	2.117
Gasgesellschaft Kerken Wachtendonk mbH, Geldern		49	2.223	132
Gasversorgung Delitzsch GmbH, Delitzsch		49	5.623	878
Gemeindewerke Everswinkel GmbH, Everswinkel		45	3.945	289

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Gemeindewerke Namborn GmbH, Namborn		49	650	136
Gemeindewerke Schwalbach GmbH, Schwalbach		49	550	247
Gemeinschaftswerk Hattingen GmbH, Essen		52	4.939	440
GfB, Gesellschaft für Baudenkmalpflege mbH, Idar-Oberstein		20	59	1
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		31	54	3
GKW Dillingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		25	12.084	133
Green Gecco Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, Troisdorf		21	20.092	–423
Green Gecco Beteiligungsgesellschaft-Verwaltungs GmbH, Troisdorf		21	25	1
GWE-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Eppelborn		50	59	34
GWE-energis-GeschäftsführungsGmbH, Eppelborn		50	29	2
Hastrabau Kommunale Entsorgungsdienste Verwaltungsgesellschaft mbH, Langenhagen		50	64	4
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK GmbH (HKG). Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	0	0
Hochtief Hungária Facility Management Kft., Budapest/Ungarn		25	353	164
Homepower Retail Limited, Leeds/Großbritannien		50	–26.784	0
Industriekraftwerke Oberschwaben beschränkt haftende OHG, Biberach an der Riß		50	9.307	5.655
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasserforschung gemeinnützige GmbH, Mülheim an der Ruhr		32	1.413	–183
Kavernengesellschaft Staßfurt mbH, Staßfurt		50	589	302
KEVAG Telekom GmbH, Koblenz		65	2.023	866
Klärschlammentsorgung Hesselberg Service GmbH, Unterschwaningen		49	23	0
K-net GmbH, Kaiserslautern		25	895	40
Kommunale Dienste Marpingen GmbH, Marpingen		49	3.072	284
Kommunale Dienste Tholey GmbH, Tholey		49	663	147
Kommunale Entsorgung Neunkirchen Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Neunkirchen		50	51	0
Kommunale Entsorgung Neunkirchen (KEN) GmbH & Co. KG, Neunkirchen		46	2.604	–129
Kraftwagen-Verkehr Koblenz GmbH, Koblenz		23	1.515	89
Kraftwerk Buer Betriebsgesellschaft mbH i.L., Gelsenkirchen		50	15	3
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
Kraftwerk Voerde OHG der STEAG GmbH und RWE Power AG, Voerde		25	5.735	440
Kraftwerk Wehrden GmbH, Völklingen		33	10.627	194
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		31	538	26
KSP Kommunaler Service Püttlingen GmbH, Püttlingen		40	99	57
K-Tec GmbH, Kaiserslautern		33	237	40
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. KG, Bergheim		50	50	–5
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	34	1
Maingau Energie GmbH, Obertshausen		47	17.000	3.300
MBS Ligna Therm GmbH, Hofheim am Taunus		33		[3]
Moravske Hidroelektrane d.o.o., Belgrad/Serbien		51		[3]

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Netzanbindung Tewel OHG, Cuxhaven		25	1.157	0
Niederrheinwerke ReEnergie GmbH, Viersen		50	16	–14
Objektverwaltungsgesellschaft Dampfkraftwerk Bernburg mbH, Hannover		58	568	56
Offshore Trassenplanungs-GmbH OTP, Hannover		50	90	1
Peißenberger Wärmegesellschaft mit beschränkter Haftung, Peißenberg		50	660	271
Prego - Gesellschaft für IT- und HR-Services mbH, Saarbrücken		37	9.285	2.101
Propan Rheingas GmbH, Brühl		28	41	2
rhenag - Thüga Rechenzentrum GbR, Köln		50	223	219
RIWA GmbH Gesellschaft für Geoinformationen, Kempten		33	1.353	367
RKH Rheinkies Hitdorf GmbH & Co. KG i.L., Bergheim		33	302	–43
RKH Rheinkies Hitdorf Verwaltungs GmbH i.L., Bergheim		33	42	0
RurEnergie GmbH, Düren		25		[3]
SE SAUBER ENERGIE GmbH & Co. KG, Köln		33	253	–721
SSW Stadtwerke St. Wendel Geschäftsführungsgesellschaft mbH, St. Wendel		50	99	4
Stadtentwässerung Schwerte GmbH, Schwerte		48	51	305
Städtische Werke Borna GmbH, Borna		37	3.202	260
Städtisches Wasserwerk Eschweiler GmbH, Eschweiler		25	4.188	815
Stadtwerke - Strom Plauen GmbH & Co. KG, Plauen		49	4.107	–250
Stadtwerke Aschersleben GmbH, Aschersleben		35	15.369	3.081
Stadtwerke Attendorn GmbH, Attendorn		20	10.073	701
Stadtwerke Aue GmbH, Aue		24	12.407	1.540
Stadtwerke Dillingen/Saar Gesellschaft mbH, Dillingen		49	5.134	1.104
Stadtwerke Dülmen Verwaltungs-GmbH, Dülmen		50	29	0
Stadtwerke Gescher GmbH, Gescher		42	3.018	589
Stadtwerke Langenfeld GmbH, Langenfeld		20	4.766	2.329
Stadtwerke Lingen GmbH, Lingen		40	12.671	1.500
Stadtwerke Lübbecke GmbH, Lübbecke		25	16.894	1.337
Stadtwerke Meinerzhagen GmbH, Meinerzhagen		27	20.873	879
Stadtwerke Oberkirch GmbH, Oberkirch		33	6.192	0
Stadtwerke Roßlau Fernwärme GmbH, Dessau-Roßlau		49	1.566	386
Stadtwerke Schwarzenberg GmbH, Schwarzenberg		25	13.413	1.106
Stadtwerke Steinfurt GmbH, Steinfurt		48	6.878	1.391
Stadtwerke Vlotho GmbH, Vlotho		25	5.150	489
Stadtwerke Wadern GmbH, Wadern		49	2.425	–733
Stadtwerke Weilburg GmbH, Weilburg		20	8.077	826
Stadtwerke Werl GmbH, Werl		25	6.135	2.814
STEAG - Kraftwerksbetriebsgesellschaft mbH, Essen		21	327	2
SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, Stadtlohn		38	19.638	2.901
SWL-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Lebach		50	3.406	381
SWL-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Lebach		50	29	1

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Talsperre Nonnweiler Aufbereitungsgesellschaft mbH, Saarbrücken		23	400	31
Technische Werke Naumburg GmbH, Naumburg (Saale)		49	6.990	342
Teplarna Kyjov, a.s., Kyjov/Tschechien		32	25.583	–1.703
TEPLO Votice s.r.o., Votice/Tschechien		20	65	–31
The Bristol Bulk Company Limited, London/Großbritannien		25	1	0
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	756	312
Topell Nederland B.V., Den Haag/Niederlande		50	1.295	–1.957
trilan GmbH, Trier		26	670	270
TWE Technische Werke Ensdorf GmbH, Ensdorf		49	2.359	35
TWL Technische Werke der Gemeinde Losheim GmbH, Losheim		50	4.393	1.002
TWM Technische Werke der Gemeinde Merchweiler GmbH, Merchweiler		49	1.781	90
TWN Trinkwasserverbund Niederrhein GmbH, Grevenbroich		33	90	15
TWR Technische Werke der Gemeinde Rehlingen - Siersburg GmbH, Rehlingen		35	4.719	194
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main		25	40	–270
Untere Iller Aktiengesellschaft, Landshut		40	1.134	41
Verteilnetze Energie Weißenhorn GmbH & Co. KG, Weißenhorn		35	731	256
Verwaltungsgesellschaft GKW Dillingen mbH, Saarbrücken		25	141	7
Verwaltungsgesellschaft Energie Weißenhorn GmbH, Weißenhorn		35	24	–1
VEW-VKR Fernwärmeleitung Shamrock-Bochum GbR, Gelsenkirchen		45	0	0
Voltaris GmbH, Maxdorf		50	1.885	398
Wärmeversorgung Mücheln GmbH, Mücheln		49	855	91
Wärmeversorgung Wachau GmbH, Markkleeberg		49	98	0
Wärmeversorgung Würselen GmbH, Würselen		49	1.241	–14
Wasser- und Abwassergesellschaft Elsterwerda mbH, Elsterwerda		49	83	5
Wasserverbund Niederrhein GmbH, Mülheim an der Ruhr		42	8.786	763
Wasserversorgung Main-Taunus GmbH, Frankfurt am Main		49	103	–9
Wasserwerk Wadern GmbH, Wadern		49	3.230	168
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, Warendorf		25	2.173	0
Windenergie Frehne GmbH & Co. KG, Marienfließ		45		[3]
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	–174	30
Wohnungsbaugesellschaft für das Rheinische Braunkohlenrevier GmbH, Köln		50	45.020	499
WPD Windpark Damme Beteiligungsgesellschaft mbH, Damme		30	47	2
WVG-Warsteiner Verbundgesellschaft mbH, Warstein		35	1.675	925
WVL Wasserversorgung Losheim GmbH, Losheim		50	4.861	216
WWS Wasserwerk Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		49	3.073	133
Zugló-Therm Kft., Budapest/Ungarn		49	4.437	1.626
Zweckverband Wasser Nalbach, Nalbach		49	1.600	118

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Aarewerke AG, Koblenz/Schweiz		30	20.129	1.283
Adria LNG Study Limited, Valleta/Malta		16	8	–1
Agrinergy PTE Ltd., Singapur/Singapur[2]		50	288	–547
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	48	48	472.453	42.530
AURICA AG, Aarau/Schweiz		8	91	9
BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH, Wipperfürth		19	24.537	4.396
BFG - Bernburger Freizeit GmbH, Bernburg (Saale)		1	11.024	–182
CELP II Chrysalix Energy II US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		6	2.409	0
CELP III Chrysalix Energy III US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		11	1.326	0
DII GmbH, München	8	8	1.873	–279
Doggerbank Project 1 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25		[3]
Doggerbank Project 2 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25		[3]
Doggerbank Project 3 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25		[3]
eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, Chemnitz		9	454.523	73.512
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	517	0
Energieagentur Region Trier GmbH, Trier		10	6	–19
Energieallianz Bayern GmbH & Co. KG, Freising		4	314	–115
Energiehandel Saar GmbH & Co. KG, Neunkirchen		1	428	–6
Energiehandel Saar Verwaltungs-GmbH, Neunkirchen		2	25	0
Energiepartner Dörth GmbH, Dörth		49	21	–4
Energiepartner Elsdorf GmbH, Elsdorf		40		[3]
Energiepartner Kreuztal GmbH, Kreuztal		40		[3]
Energieversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		10	22.809	3.203
EnergoNuclear S.A., Bukarest/Rumänien		9	17.523	–704
ENO Entwicklungsgesellschaft Neu Oberhausen mbH, Oberhausen		2	852	–1.092
Erdgas Münster GmbH, Münster		5	6.522	13.454
Erdgas Westthüringen Beteiligungsgesellschaft mbH, Bad Salzungen		10	23.082	2.913
ESV-ED GmbH & Co. KG, Buchloe		4	153	18
European Energy Exchange AG, Leipzig		4	54.401	16.881
Fernkälte Geschäftsstadt Nord GbR, Hamburg		9	0	0
Fővárosi Vízmûvek Zrt., Budapest/Ungarn		1	272.149	5.197
GasLINE Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH, Straelen		10	54	2
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungs-unternehmen mbH & Co. KG, Straelen		10	41.000	42.804
Gemeinschafts-Lehrwerkstatt Neheim-Hüsten GmbH, Arnsberg		7	1.074	109
Gesellschaft für Stadtmarketing Bottrop GmbH, Bottrop		3	223	–330
Gesellschaft für Wirtschaftsförderung Duisburg mbH, Duisburg		1	761	–1.765
GSG Wohnungsbau Braunkohle GmbH, Köln		15	41.376	1.020
High-Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1		[3]
ISR Internationale Schule am Rhein in Neuss GmbH, Neuss		6	19	–55

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
IZES GmbH, Saarbrücken		9	700	1
KEV Energie GmbH, Kall/Eifel		2		[3]
Kreis-Energie-Versorgung Schleiden GmbH, Kall/Eifel		2	8.030	2.235
Nabucco Gas Pipeline International GmbH, Wien/Österreich		17	9.441	–30.500
Neckar-Aktiengesellschaft, Stuttgart		12	10.179	0
Ningxia Antai New Energy Resources Joint Stock Co., Ltd., Yinchuan/China		25	15.797	988
Ökostrom Saar Biogas Losheim KG, Merzig		8	–383	4
Oppenheim Private Equity Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	26	26	14.564	1.763
Parkstad Energiediensten BV, Voerendaal/Niederlande		0	18	0
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	55	–2
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	552	–78
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	146	–11
Parque Eólico Sagitario, S.L., Oviedo/Spanien		10	128	–5
PEAG Personalentwicklungs- und Arbeitsmarktagentur GmbH, Dortmund	12	12	13.500	1.325
Photovoltaikgenossenschaft SolarRegion RengsdorferLAND eG, Rengsdorf		16		[3]
Promocion y Gestion Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	67	–3
PSI AG für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin		18	68.090	7.047
ROSOLA Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Alzenau KG, Düsseldorf		100	488	433
SALUS Grundstücks-Vermietungsges. mbH & Co. Objekt Leipzig KG, Düsseldorf		100	–63	14
Sdruzení k vytvorení a vyuzívání digitální technické mapy mesta Pardubic, Pardubice/Tschechien		12	5	0
SE SAUBER ENERGIE Verwaltungs-GmbH, Köln		17	89	4
Shanxi Baolai Power Development Co., Ltd., Taiyuan/China		25	2.028	–60
Simon & Weyel GbR, Niederfischbach		13	22	0
Solar & Spar Contract GmbH & Co. KG, Wuppertal		3	289	19
Solarpark St. Wendel, St. Wendel		15		[3]
SolarProjekt Mainaschaff GmbH, Mainaschaff		50	32	2
SolarProjekt Rheingau-Taunus GmbH, Bad Schwalbach		50	50	12
Stadtmarketing-Gesellschaft Gelsenkirchen mbH, Gelsenkirchen		2	151	–46
Stadtwerke Ahaus GmbH, Ahaus		46	9.273	0
Stadtwerke Detmold GmbH, Detmold		12	31.495	0
Stadtwerke ETO GmbH & Co. KG, Telgte		3	30.561	3.710
Stadtwerke Porta Westfalica GmbH, Porta Westfalica		12	6.389	571
Stadtwerke Sulzbach GmbH, Sulzbach		15	11.431	2.717
Stadtwerke Unna GmbH, Unna		24	12.523	0
Stadtwerke Völklingen Netz GmbH, Völklingen		18	16.387	2.591
Stadtwerke Völklingen Vertriebs GmbH, Völklingen		18	7.301	2.267
Store-X storage capacity exchange GmbH, Leipzig		12	1.538	206
Studiengesellschaft Kohle mbH, Mülheim an der Ruhr		10	33	0
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Trier		19	50.607	8.952

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	587	139
TGZ Halle TECHNOLOGIE- UND GRÜNDERZENTRUM HALLE GmbH, Halle (Saale)		15	14.124	208
Towarowa Gielda Energii S.A., Warschau/Polen		2	8.878	3.868
Transport- und Frischbeton-GmbH & Co. KG Aachen, Aachen		17	390	435
Trianel GmbH, Aachen		3	72.486	6.559
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	33.953	278
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	–8	–10
Union Group, a.s., Ostrava/Tschechien		2	83.674	0
URSUS, Warschau/Polen		1	–121.723	–1.274
Versorgungsbetriebe Hoyerswerda GmbH, Hoyerswerda		10	27.159	10.771
vitronet Holding GmbH, Essen		15	2.186	49
Wasserver- und Abwasserentsorgungsgesellschaft ´Thüringer Holzland´ mbH, Hermsdorf		49	4.501	453
Wasserwerke Paderborn GmbH, Paderborn		10	24.508	932
WiN Emscher-Lippe GmbH, Herten		2	306	–306
Windpark Saar GmbH & Co. KG, Merzig		11	708	–147
WPD Windpark Damme GmbH & Co. KG, Damme		10	6.172	1.182
Zellstoff Stendal GmbH, Arneburg		25	39.614	26.105

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4.9 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Vermerk zum Konzernabschluss

Wir haben den beigefügten Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften – bestehend aus Gewinn- und Verlustrechnung und Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen, Bilanz, Kapitalflussrechnung, Veränderung des Eigenkapitals und Anhang für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2011 – geprüft.

Verantwortung des Vorstands für den Konzernabschluss

Der Vorstand der RWE Aktiengesellschaft ist verantwortlich für die Aufstellung dieses Konzernabschlusses. Diese Verantwortung umfasst, dass dieser Konzernabschluss in Übereinstimmung mit den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften aufgestellt wird und unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Der Vorstand ist auch verantwortlich für die internen Kontrollen, die er als notwendig erachtet, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Verantwortung des Abschlussprüfers

Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfung ein Urteil zu diesem Konzernabschluss abzugeben. Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) durchgeführt. Danach haben wir die Berufspflichten einzuhalten und die Abschlussprüfung so zu planen und durchzuführen, dass hinreichende Sicherheit darüber erlangt wird, ob der Konzernabschluss frei von wesentlichen falschen Darstellungen ist.

Eine Abschlussprüfung umfasst die Durchführung von Prüfungshandlungen, um Prüfungsnachweise für die im Konzernabschluss enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben zu erlangen. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Abschlussprüfers. Dies schließt die Beurteilung der Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Abschlussprüfer das interne Kontrollsystem, das relevant ist für die Aufstellung eines Konzernabschlusses, der ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt. Ziel hierbei ist es, Prüfungshandlungen zu planen und durchzuführen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems des Konzerns abzugeben. Eine Abschlussprüfung umfasst auch die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Rechnungslegungsmethoden und der Vertretbarkeit der von dem Vorstand ermittelten geschätzten Werte in der Rechnungslegung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

Prüfungsurteil

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung des Konzernabschlusses zu keinen Einwendungen geführt hat.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2011 sowie der Ertragslage für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr.

Vermerk zum Konzernlagebericht

Wir haben den beigefügten Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der RWE Aktiengesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2011 geprüft. Der Vorstand der RWE Aktiengesellschaft ist verantwortlich für die Aufstellung des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit den nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften. Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 2 HGB und unter Beachtung der für die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Danach ist die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts so zu planen und durchzuführen, dass hinreichende Sicherheit darüber erlangt wird, ob der zusammengefasste Lagebericht mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Abschlussprüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung des zusammengefassten Lageberichts zu keinen Einwendungen geführt hat.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung des Konzernabschlusses und zusammengefassten Lageberichts gewonnenen Erkenntnisse steht der zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Essen, den 20. Februar 2012

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Manfred Wiegand
Wirtschaftsprüfer

Markus Dittmann
Wirtschaftsprüfer

ORGANIGRAMM DES RWE-KONZERNS

Stand: 17. Februar 2012

Vorstandsvorsitzender	Stellvertretender Vorstandsvorsitzender	Finanzvorstand	Personalvorstand	Vorstand Kommerzielle Steuerung	Vorstand Operative Steuerung
Dr. Jürgen Großmann	Peter Terium	Dr. Rolf Pohlig	Alwin Fitting	Dr. Leonhard Birnbaum	Dr. Rolf Martin Schmitz

RWE AG

Compliance Konzern & Vorstandsbüro	Public Affairs/ Energiepolitik Konzern	Konzerncontrolling	Konzernsicherheit	Commodity Management	Beteiligungs-management
Konzern-kommunikation	Recht/Organ-angelegenheiten Konzern	Finanzen Konzern	Personalmanagement & Arbeitsrecht Konzern	Mergers & Acquisitions	Kommunen
Führungskräfte-management Konzern	Unternehmensent-wicklung & Strategie Konzern	Investor Relations	Diversity Office	Forschung & Entwicklung Konzern	Koordination Erzeugung/Netz/ Vertrieb Konzern
	Konzernrevision	Rechnungswesen Konzern			
	Corporate Responsibility/ Umweltschutz Konzern	Steuern Konzern			

Konzerngesellschaften / Interne Dienstleister

	NET4GAS, s.r.o., Prag		RWE Service GmbH, Dortmund	RWE Consulting GmbH, Essen	RWE Deutschland AG, Essen
	RWE IT GmbH, Essen			RWE Dea AG, Hamburg	RWE East, s.r.o., Prag
				RWE Innogy GmbH, Essen	Essent N.V., ’s-Hertogenbosch
				RWE Supply & Trading GmbH, Essen	RWE Npower plc., Swindon
				RWE Technology GmbH, Essen	RWE Power AG, Köln und Essen

GLOSSAR

Anlagenabnutzungsgrad. Anteil der kumulierten Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen an den historischen Anschaffungskosten.

Anlagenintensität. Anteil des Anlagevermögens (Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte, Investment Property) am Gesamtvermögen.

At-Equity-Bilanzierung. Verfahren zur Berücksichtigung von Beteiligungsgesellschaften, die nicht auf Basis der Vollkonsolidierung mit allen Aktiva und Passiva in den Konzernabschluss einbezogen werden. Hierbei wird der Beteiligungsbuchwert um die Entwicklung des anteiligen Eigenkapitals der Beteiligung fortgeschrieben. Diese Veränderung geht in die Gewinn- und Verlustrechnung der Eigentümergesellschaft ein.

BAFA-Preise. Um den Absatz deutscher Kohle zu wettbewerbsfähigen Preisen zu ermöglichen, erhalten die Bergbauunternehmen Finanzhilfen in Höhe des Unterschiedbetrags zwischen ihren Produktionskosten und dem Preis für Importkohle aus Nicht-EU-Ländern. Hierzu ermittelt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) als Zuschussparameter die Drittlandskohlepreise frei deutsche Grenze. Der Preis für Kraftwerkssteinkohle wird vom BAFA als Quartals- und als Jahrespreis mit Mengen in Gewichtstonnen und Tonnen Steinkohleeinheiten veröffentlicht.

Barrel. Weltweite Handelseinheit für Rohöl. Dabei gilt:
1 bbl. (US) = 158,987 Liter.

Best Practice. Frei übersetzt „beste Praxis" oder „bestes Verfahren". Gemeint sind damit bewährte und effiziente Technologien, Techniken und Managementverfahren, durch deren Einsatz am besten zur Zielerreichung beigetragen werden kann.

Clean Development Mechanism. Gemäß dem Kyoto-Protokoll zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen können Staaten oder Unternehmen durch Maßnahmen zur Emissionsminderung in Schwellen- oder Entwicklungsländern, die selbst keine Emissions-Reduktionsverpflichtung haben, Emissionsgutschriften erwerben. Diese lassen sich mit den eigenen Verpflichtungen verrechnen.

CO_2. Chemische Summenformel für Kohlenstoffdioxid (im Sprachgebrauch auch Kohlendioxid). CO_2 ist eine chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff.

Commercial Paper. Handelbare, unbesicherte Inhaberschuldverschreibung, die zur kurzfristigen Fremdmittelaufnahme emittiert wird. Commercial Paper werden als Daueremission revolvierend mit einer typischen Laufzeit von einem Tag bis zu 24 Monaten ausgegeben.

Commodity. Bezeichnung für eine standardisierte, handelbare Ware, z.B. Strom, Öl oder Gas.

Compliance. Einhaltung sämtlicher für das jeweilige Unternehmen relevanter gesetzlichen Pflichten, Vorschriften und Richtlinien.

Credit Default Swap (CDS). Finanzinstrument zum Handel von Ausfallrisiken bei Krediten u.ä. Der Sicherungsnehmer bezahlt meist eine jährliche Gebühr an den Sicherungsgeber. Im Falle der Nichtzurückzahlung des zugrunde liegenden Kreditinstruments wird ihm vom Sicherungsgeber eine vertraglich vereinbarte Summe gezahlt.

Debt-Issuance-Programm (DIP). Vertragliche Rahmen- und Musterdokumentation für die Begebung von Anleihen. Auf Basis des DIP können Anleihen mit Laufzeiten zwischen einem und 30 Jahren schnell und flexibel begeben werden.

Defined Benefit Obligation. Barwert der vom Arbeitnehmer bis zum Bilanzstichtag erdienten Leistungen im Rahmen der betrieblichen Altersvorsorge.

EBITDA. Abkürzung für Englisch: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization. Deutsch: Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen auf Sachanlagen und auf immaterielle Vermögensgegenstände.

Exploration. Bezeichnung für die Suche nach und Erkundung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten.

Grundlast. Strombedarf, der unabhängig von allen Lastschwankungen besteht und im gesamten Tagesverlauf nicht unterschritten wird. Er entsteht u.a. durch Haushaltsgeräte im Dauerbetrieb und Industrieunternehmen, die auch nachts produzieren. Grundlaststrom wird vor allem von Braunkohle- und Kernkraftwerken erzeugt. Diese Anlagen sind zumeist über 6.000 Stunden pro Jahr im Einsatz. Auch Laufwasserkraftwerke oder Biomasse-Anlagen bedienen den Grundbedarf.

Hausse. Von einer Hausse spricht man, wenn sich Preise in einem Markt über einen mittleren oder längeren Zeitraum erhöhen oder auf hohem Niveau bewegen.

Hybridanleihe. Mischung aus Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung. In der Regel haben Hybridanleihen eine sehr lange – mitunter unendliche – Laufzeit und sind nur durch den Emittenten zu vertraglich festgelegten Terminen kündbar. Je nach Ausgestaltung können Zinszahlungen unter vertraglich bestimmten Bedingungen ausgesetzt werden.

Investment Grade. Bewertungskategorie für Unternehmen mit sehr guter bis durchschnittlicher Bonität. Hierunter fallen die von Ratingagenturen vergebenen Ratingklassen AAA bis BBB (S&P und Fitch) bzw. Aaa bis Baa (Moody's). Bei Unternehmen im Non-Investment-Grade-Bereich ist das Risiko, dass die finanziellen Verpflichtungen nicht erfüllt werden können, wesentlich höher.

Joint Implementation. Gemäß Kyoto-Protokoll können Staaten oder Unternehmen durch Maßnahmen zur Emissionsminderung in anderen Ländern, die ebenfalls eine Reduktionsverpflichtung haben, Emissionsgutschriften erwerben. Diese lassen sich mit den eigenen Minderungsverpflichtungen verrechnen.

Kilowatt (KW). Maßeinheit der elektrischen Leistung.
1 Megawatt (MW) = 10^3 Kilowatt;
1 Gigawatt (GW) = 10^6 Kilowatt;
1 Terawatt (TW) = 10^9 Kilowatt.

Konfidenzniveau. Wahrscheinlichkeit, mit der ein Wert innerhalb eines bestimmten Intervalls liegt.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Bei KWK-Energieumwandlungsanlagen wird sowohl die bei der chemischen oder physikalischen Umwandlung von Energieträgern entstehende Wärme als auch die durch die Energieumwandlung erzeugte elektrische Energie genutzt. Im Gegensatz zu thermischen Wärmekraftwerken, die nur auf Stromproduktion ausgelegt sind, wird bei KWK-Anlagen durch die gleichzeitige Nutzung der Abwärme ein sehr viel höherer Gesamtwirkungsgrad erreicht.

LNG. Liquefied Natural Gas, Deutsch: verflüssigtes Erdgas. Die Verflüssigung wird durch Abkühlung erreicht. LNG hat nur etwa ein 600stel des Volumens von Erdgas in Gasform und ist daher besonders für den Transport und die Lagerung geeignet.

Performance Shares. Virtuelle Aktien, die den Teilnehmern an unserem Long-Term Incentive Plan Beat das Recht geben, am Ende der Planlaufzeit eine Auszahlung zu erhalten. Voraussetzung ist, dass die definierten Erfolgsziele erfüllt oder übertroffen wurden.

Put- oder Call-Optionen. Optionen, durch die ein Käufer das Recht erwirbt, einen bestimmten Bezugswert, z.B. eine Aktie, zu einem im Voraus vereinbarten Preis innerhalb eines festgelegten Zeitraums zu kaufen (Call-Option) bzw. zu verkaufen (Put-Option).

Rating. Auf internationalen Finanzmärkten übliche standardisierte Beurteilungskennziffer zur Einstufung der Bonität eines Schuldners. Ein Single-A-Rating (A) bezeichnet einen Schuldner mit guter Bonität.

Service Cost. Laufender Dienstzeitaufwand; der Begriff bezeichnet den Anstieg des Barwerts einer leistungsorientierten Pensionsverpflichtung, der auf die von Arbeitnehmern in der Berichtsperiode erbrachten Arbeitsleistung entfällt.

Spitzenlast. Bezeichnet Phasen, in denen die Stromnachfrage besonders hoch ist, z.B. mittags, wenn in vielen Betrieben und Haushalten Essen zubereitet wird. Spitzenlastkraftwerke sind vielfach weniger als 3.000 Stunden pro Jahr im Einsatz. Als solche sind Gas- und Speicherkraftwerke einzuordnen.

Spotmarkt/Spothandel. Allgemeine Bezeichnung für Märkte, auf denen Bezahlung und Lieferung i.d.R. kurz nach dem Geschäftsabschluss erfolgen.

Steinkohleeinheit (SKE). Maßeinheit für den Vergleich des Energiegehalts von Primärenergieträgern. 1 Kilogramm SKE entspricht 29.308 Kilojoule.

Syndizierte Kreditlinie. Durch eine Mehrzahl von Banken gesondert zugesagte Kreditlinie, die einem Unternehmen die Mittelaufnahme in unterschiedlichen Beträgen, Laufzeiten und Währungen erlaubt. Sie dient meist der Liquiditätssicherung.

Terminmarkt/Terminhandel. Handelsgegenstand an den Terminmärkten sind Verträge über zukünftig zu erfüllende Geschäfte. Bestimmte Konditionen, z.B. der Preis oder Erfüllungszeitpunkt, werden bereits bei Abschluss des Vertrages festgelegt.

Umlaufintensität. Anteil des kurzfristigen Vermögens am Gesamtvermögen.

Upstream. Bezeichnung für alle Tätigkeitsbereiche, die die Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas einschließlich der Aufbereitung zu qualitäts- und marktgerechten Rohstoffen umfassen.

Value at Risk (VaR). Risikomaß, das angibt, welchen Wert der Verlust aus einer bestimmten Risikoposition (z.B. eines Portfolios von Wertpapieren) mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit und in einem gegebenen Zeithorizont unter üblichen Marktbedingungen nicht überschreitet. Ein VaR von 1 Mio. € bei einer Haltedauer von einem Tag und einem Konfidenzniveau von 95 % bedeutet, dass der mögliche Verlust aus der betrachteten Risikoposition von einem Tag auf den nächsten mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % den Betrag von 1 Mio. € nicht übersteigt.

Vermögensdeckungsgrad. Verhältnis des langfristigen Kapitals (d.h. des Eigenkapitals und des langfristigen Fremdkapitals) zum langfristigen Vermögen.

Verschuldungsfaktor. Englisch: Leverage Factor. Kennzahl, die das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA angibt.

Verwässertes Ergebnis je Aktie. Wenn ein Unternehmen im Zuge einer Kapitalerhöhung neue Aktien am Finanzmarkt platziert, verringert sich der prozentuale Anteil jeder Aktie am Unternehmen und – durch die erhöhte Aktienzahl – das Ergebnis je Aktie. Diese Werteinbuße wird als Verwässerung bezeichnet.

Vollkonsolidierung. Verfahren zur Einbeziehung von Tochterunternehmen in den Konzernabschluss, wenn das Mutterunternehmen diese beherrscht (durch Mehrheit der Stimmrechte oder anderen Beherrschungsgrund).

Werthaltigkeitstest. Englisch: Impairment Test. Verfahren zur Überprüfung des Wertes von Vermögensgegenständen, bei dem der Buchwert mit dem erzielbaren Betrag verglichen wird. Ziel ist, dass Aktiva nicht mit einem höheren als dem erzielbaren Betrag bilanziert werden. Eine Differenz ist als Wertminderung ergebniswirksam zu erfassen.

Wirkungsgrad. Verhältnis von abgegebener und aufgenommener Leistung bei der Energieumwandlung. Bei thermischen Kraftwerken gibt der Wirkungsgrad an, wie viel Prozent der im Brennstoff enthaltenen Wärmeenergie in Strom umgewandelt werden kann. Je höher der Wirkungsgrad ist, desto effizienter wird der Energiegehalt des Einsatzstoffes genutzt. Moderne Gaskraftwerke kommen auf Wirkungsgrade von bis zu 60 %. Bei Stein- und Braunkohle werden derzeit 46 % bzw. 43 % erreicht.

SCHLAGWORTVERZEICHNIS

A

Abschreibungen	126, 136, 147, 148, 151, 154
Aktie	24, 46, 67, 74, 80, 159, 173
Aktionärsstruktur	27
Anleihen	23, 28, 73, 79, 81, 142, 171, 181
Aufsichtsrat	102, 106, 114, 191

B

Bericht zur Übernahmesituation	80
Betriebliches Ergebnis	59, 98, 184
Bilanz	77, 78, 128, 151

C

Cash Flow	76, 129, 186
CO_2-Emissionen	30, 45, 53, 83, 90, 118, 123
CO_2-Emissionshandel	38, 90
Corporate Responsibility	109, 118

D

Dividende	26, 68, 79, 100, 161

E

EBITDA	59, 184, 227
Eigenkapital	46, 77, 78, 128, 130, 159, 196
Effizienzsteigerung	46, 68, 72, 98
Energieeffizienz	32, 118
Erneuerbare Energien	30, 52, 58, 70, 84, 99
EEG-Umlage	44, 76

F

Finanzanlagen	69, 78, 87, 128, 137, 156
Finanzergebnis	66, 148
Flüssige Mittel	75, 78, 93, 128, 129, 134, 138, 159
Fremdkapitalkosten	64, 76, 136, 138, 149
Forschung & Entwicklung	83, 119, 152

G

Gewinn- und Verlustrechnung	78, 126, 146

H

Hybridanleihe	23, 73, 160, 171, 228

I

Investitionen	30, 69, 97, 100, 121

K

Kapitalflussrechnung	76, 129, 186
Kapitalkosten	62
Kapazitätsmarkt	45
Kapitalerhöhung	23, 46, 74, 80, 159
Kernbrennstoffsteuer	43, 60, 91, 98
Kernenergie	43, 46, 51, 75, 91, 169
Kernenergieausstieg	22, 43, 118
Kernenergiemoratorium	22, 43, 91
Klimaschutz	30, 43, 83, 97, 118, 121
Konzernstruktur	49, 226

M

Mitarbeiter	71, 94, 100, 116, 120, 147

N

Nachhaltiges Nettoergebnis	67, 98
Nettoergebnis	66, 173, 178

R

Rating	46, 73, 75, 142, 228
Risikomanagement	87, 131, 178
ROCE	62
Rückstellungen	75, 77, 78, 128, 139, 165, 169
RWE AG (Holding)	78, 226

S

Sachanlagen	69, 100, 128, 136, 154
Schulden	74, 100, 128, 141, 182
Segmentberichterstattung	183
Strategie	30, 118

U

Umsatzerlöse	57, 98, 126, 146, 184

V

Verbindlichkeiten	75, 128, 140, 170, 181
Verschuldungsfaktor	76, 97, 100, 142, 229
Vorräte	128, 138, 158
Vorstand	20, 23, 48, 80, 102, 106, 109, 194, 226

W

Wertmanagement	62

IMPRESSUM

RWE Aktiengesellschaft
Opernplatz 1
45128 Essen

Telefon +49 201 12-00
Telefax +49 201 12-15199
E-Mail contact@rwe.com

Investor Relations:
Telefon +49 201 12-15025
Telefax +49 201 12-15265
E-Mail invest@rwe.com

Konzernkommunikation:
Telefon +49 201 12-15250
Telefax +49 201 12-15094

Geschäftsberichte, Zwischenberichte und weitere Informationen über RWE erhalten Sie im Internet unter www.rwe.com.

Dieser Geschäftsbericht ist am 6. März 2012 veröffentlicht worden. Er liegt auch in englischer Sprache vor.

Designkonzept und Gestaltung:
Jung von Matt/brand identity, Hamburg

Satz, Lithographie und Produktion:
CHIARI – Agentur für Markenkommunikation, Düsseldorf

Fotos:
Catrin Moritz, Essen
Jann Klee, Hamburg
RWE-Archiv

Lektorat:
Textpertise Heike Virchow, Gießen

Druck:
Kunst- und Werbedruck GmbH & Co KG, Bad Oeynhausen

RWE ist Mitglied im DIRK –
Deutscher Investor Relations Verband e.V.

FSC www.fsc.org MIX Papier aus verantwortungsvollen Quellen FSC® C011291

klimaneutral natureOffice.com | DE-149-453272 gedruckt

Zukunftsbezogene Aussagen. Dieser Geschäftsbericht enthält Aussagen, die sich auf die künftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie die wirtschaftliche und politische Entwicklung 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 zutreffen oder weitere Risiken eintreten, so können die tatsächlichen Ergebnisse von den zurzeit erwarteten Ergebnissen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Angaben daher nicht übernehmen.

FÜNFJAHRESÜBERSICHT

Fünfjahresübersicht RWE-Konzern		2011	2010	2009	2008	2007
Außenumsatz	Mio. €	51.686	53.320	47.741	48.950	42.507
Ergebnis						
EBITDA[1]	Mio. €	8.460	10.256	9.165	8.773	7.915
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	5.814	7.681	7.090	6.826	6.533
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	3.024	4.978	5.598	4.866	5.246
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.806	3.308	3.571	2.558	2.667
Ergebnis je Aktie	€	3,35	6,20	6,70	4,75	4,74
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	4,60	7,03	6,63	6,25	5,29
Eigenkapitalrentabilität	%	12,6	23,1	28,5	20,7	20,1
Umsatzrentabilität	%	8,3	12,3	14,8	12,3	16,0
Wertmanagement						
Return on Capital Employed (ROCE)	%	10,9	14,4	16,3	17,2	16,5
Wertbeitrag	Mio. €	1.286	2.876	3.177	3.453	2.970
Betriebliches Vermögen (Capital Employed)	Mio. €	53.279	53.386	43.597	39.809	39.710
Cash Flow/Investitionen/Abschreibungen						
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	5.510	5.500	5.299	8.853	6.085
Free Cash Flow	Mio. €	–843	–879	–614	4.399	2.020
Investitionen einschließlich Akquisitionen	Mio. €	7.072	6.643	15.637	5.693	4.227
Davon: in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	6.353	6.379	5.913	4.454	4.065
Abschreibungen und Anlagenabgänge	Mio. €	3.632	3.410	2.553	2.416	2.629
Anlagenabnutzungsgrad	%	58,5	61,8	64,0	69,4	70,9
Free Cash Flow je Aktie	€	–1,56	–1,65	–1,15	8,17	3,59
Vermögens-/Kapitalstruktur						
Langfristiges Vermögen	Mio. €	63.539	60.465	56.563	41.763	41.360
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	29.117	32.612	36.875	51.667	42.060
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	17.082	17.417	13.717	13.140	14.659
Langfristige Schulden	Mio. €	44.391	45.162	45.633	36.793	36.796
Kurzfristige Schulden	Mio. €	31.183	30.498	34.088	43.497	31.965
Bilanzsumme	Mio. €	92.656	93.077	93.438	93.430	83.420
Anlagenintensität	%	56,0	53,4	49,4	35,5	38,4
Umlaufintensität	%	31,4	35,0	39,5	55,3	50,4
Vermögensdeckungsgrad	%	96,7	103,5	104,9	119,6	124,4
Eigenkapitalquote	%	18,4	18,7	14,7	14,1	17,6

Fünfjahresübersicht RWE-Konzern		2011	2010	2009	2008	2007
Nettofinanzschulden	Mio. €	12.239	11.904	10.382	–650	–2.064
Nettoschulden des RWE-Konzerns	Mio. €	29.948	28.964	25.787	18.659	16.514
Verschuldungsfaktor		3,5	2,8	2,8	2,1	2,1
Mitarbeiter						
Mitarbeiter zum Jahresende[2]		72.068	70.856	70.726	65.908	63.439
Forschung & Entwicklung						
F&E-Aufwendungen	Mio. €	146	149	110	105	74
F&E-Mitarbeiter		410	360	350	330	270
Emissionsbilanz						
CO_2-Ausstoß	Mio. Tonnen	162	165	149	172	187
Kostenlos zugeteilte CO_2-Zertifikate	Mio. Tonnen	117	115	105	105	170
Unterausstattung mit CO_2-Zertifikaten	Mio. Tonnen	45	50	44	67	17
Spezifische CO_2-Emissionen	Tonnen/MWh	0,787	0,732	0,796	0,768	0,866

Fünfjahresübersicht RWE Aktiengesellschaft		2011	2010	2009	2008	2007
Dividende/Ausschüttung						
Ausschüttung	Mio. €	1.229[3]	1.867	1.867	2.401	1.689
Dividende je Aktie	€	2,00[3]	3,50	3,50	4,50	3,15
Börsenkennzahlen						
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	16,6	28,0	38,0	35,4	53,5
Langfristiges Kreditrating						
Moody's		A3	A2	A2	A1	A1
Ausblick		negativ	negativ	negativ	negativ	stabil
Standard & Poor's		A–	A	A	A	A+
Ausblick		negativ	negativ	negativ	stabil	negativ

1 Seit 2008 ist im EBITDA auch das betriebliche Beteiligungsergebnis enthalten.
2 Umgerechnet in Vollzeitstellen
3 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2011 der RWE AG, vorbehaltlich der Zustimmung durch die Hauptversammlung am 19. April 2012

FINANZKALENDER 2012/2013

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
5. März 2013	Bericht über das Geschäftsjahr 2012
18. April 2013	Hauptversammlung
19. April 2013	Dividendenzahlung
15. Mai 2013	Zwischenbericht über das erste Quartal 2013
14. August 2013	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2013
14. November 2013	Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2013

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

INHALT

voRWEggehen mit intelligenter Energie. 1

An unsere Investoren
Brief des Vorstandsvorsitzenden 16
Der RWE-Vorstand 20
2011 in Kürze 22
RWE am Kapitalmarkt 24

1.0 Lagebericht 29
1.1 Strategie 30
1.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen 36
1.3 Politische Rahmenbedingungen 43
1.4 Wesentliche Ereignisse 46
1.5 Erläuterung der Segmente 49
1.6 Geschäftsentwicklung 51
1.7 Finanz- und Vermögenslage 73
1.8 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding) 78
1.9 Übernahmerechtliche Angaben 80
1.10 Innovation 83
1.11 Entwicklung der Risiken und Chancen inkl. Bericht zum internen Kontroll- und Risikomanagementsystem 87
1.12 Prognosebericht 96

2.0 Unsere Verantwortung 101
2.1 Bericht des Aufsichtsrats 102
2.2 Corporate Governance 106
2.3 Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts) 109
2.4 Mitarbeiter 116
2.5 Nachhaltigkeit 118

3.0 Versicherung der gesetzlichen Vertreter 124

4.0 Konzernabschluss 125
4.1 Gewinn- und Verlustrechnung 126
4.2 Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen 127
4.3 Bilanz 128
4.4 Kapitalflussrechnung 129
4.5 Veränderung des Eigenkapitals 130
4.6 Anhang 131
4.7 Organe (Teil des Anhangs) 191
4.8 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs) 196
4.9 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers 224

Weitere Informationen
Organigramm des RWE-Konzerns 226
Glossar 227
Schlagwortverzeichnis 230
Impressum 231

Fünfjahresübersicht
Finanzkalender 2012/2013

RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1
45128 Essen

T +49 201 12–00
F +49 201 12–15199
I www.rwe.com