



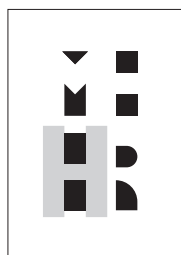
ECKDATEN 2012 AUF EINEN BLICK

- Betriebliches Ergebnis: 6,4 Mrd. €
- Nachhaltiges Nettoergebnis: 2,5 Mrd. €
- Dividendenvorschlag: 2 € je Aktie
- Verschuldungsfaktor unverändert bei 3,5
- Prognose 2013: Betriebliches Ergebnis in der Größenordnung von 5,9 Mrd. €

RWE-Konzern		2012	2011	+/- in %
Stromerzeugung	Mrd. kWh	227,1	205,7	10,4
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	277,8	294,6	-5,7
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	306,8	322,2	-4,8
Außenumsatz	Mio. €	53.227	51.686	3,0
EBITDA	Mio. €	9.314	8.460	10,1
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	6.416	5.814	10,4
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	2.230	3.024	-26,3
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.306	1.806	-27,7
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	2.457	2.479	-0,9
Return on Capital Employed (ROCE)	%	12,0	10,9	-
Kapitalkosten vor Steuern	%	9,0	8,5	-
Wertbeitrag	Mio. €	1.589	1.286	23,6
Betriebliches Vermögen (Capital Employed)	Mio. €	53.637	53.279	0,7
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	4.395	5.510	-20,2
Investitionen	Mio. €	5.544	7.072	-21,6
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	5.081	6.353	-20,0
In Finanzanlagen	Mio. €	463	719	-35,6
Free Cash Flow	Mio. €	-686	-843	18,6
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.480	538.971	14,0
Ergebnis je Aktie	€	2,13	3,35	-36,4
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	4,00	4,60	-13,0
Dividende je Aktie	€	2,00 ¹	2,00	-
		31.12.2012	31.12.2011	
Nettoschulden des RWE-Konzerns	Mio. €	33.015	29.948	10,2
Mitarbeiter ²		70.208	72.068	-2,6

¹ Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2012 der RWE AG, vorbehaltlich der Zustimmung durch die Hauptversammlung am 18. April 2013

² Umgerechnet in Vollzeitstellen



Hinter der diesjährigen Titelgestaltung steckt MEHR.

WAS WIR TUN

RWE ist einer der fünf führenden Strom- und Gasanbieter in Europa. Mit unserem Know-how bei der Förderung von Öl, Gas und Braunkohle, der Stromerzeugung aus Gas, Kohle, Kernkraft und regenerativen Quellen, dem Energiehandel sowie der Verteilung und dem Vertrieb von Strom und Gas sind wir auf allen Stufen der Energiewertschöpfungskette tätig. Unsere rund 70.000 Mitarbeiter versorgen über 16 Millionen Stromkunden und fast acht Millionen Gaskunden zuverlässig und zu fairen Preisen. Im Geschäftsjahr 2012 haben wir einen Umsatz von etwa 53 Milliarden Euro erwirtschaftet.

Unser Markt ist Europa. Gemessen am Absatz sind wir dort die Nr. 3 bei Strom und die Nr. 5 bei Gas. In Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien gehören wir bei beiden Produkten zu den größten Anbietern. In Tschechien sind wir die Nr. 1 im Gasgeschäft. Auch in anderen Märkten Zentralosteuropas haben wir führende Positionen.

Der europäische Energiesektor wandelt sich grundlegend. Politische Eingriffe erschweren unser Geschäft. Außerdem führt der subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zu rückläufigen Margen und Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke. All dies hat massive Auswirkungen auf unsere Ertragslage. Um in diesem Umfeld zu bestehen, haben wir das Programm „RWE 2015“ gestartet. Es sieht umfangreiche Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung vor. Auch organisatorisch stellen wir uns schlagkräftiger auf. Investitionskürzungen und Schuldenabbau sollen unsere finanzielle Flexibilität erhöhen.

Trotz schwieriger Rahmenbedingungen wollen wir unseren Beitrag zur Weiterentwicklung des europäischen Energiesystems leisten – und uns dabei durch Vertrauenswürdigkeit und Leistungsstärke auszeichnen. Wir setzen auf Investitionen in erneuerbare Energien und in eine moderne Netzinfrastruktur. Und wir nutzen Marktchancen, die sich uns durch neue Kundenbedürfnisse bieten: mit einer breiten Palette innovativer Produkte und Dienstleistungen rund um das Thema Energie.

STROM UND GAS: RWE BIETET ALLES AUS EINER HAND





MEHR

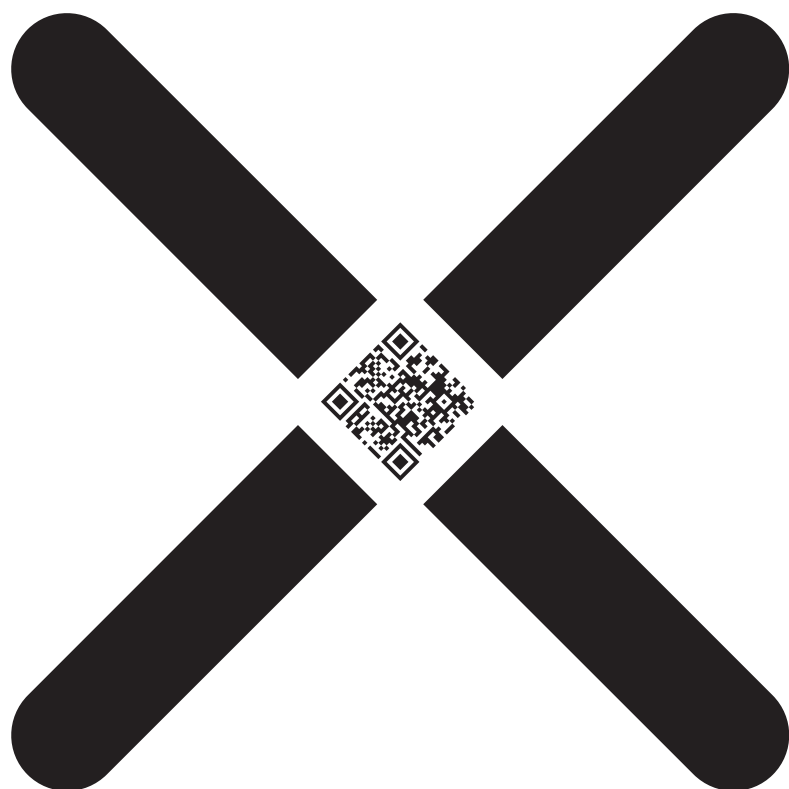
Mehr erreichen mit mehr Ressourcen: Das ist einfach. Mehr erreichen mit weniger Ressourcen: Das ist intelligent – und nebenbei das Grundprinzip erfolgreichen Wirtschaftens. RWE will in vielerlei Hinsicht mehr erreichen. Und das mit weniger. Wie das geht? Blättern Sie weiter, wir verraten es gern.



EFFIZIENZ

Bergheim 1912: Unweit von Köln geht das erste Braunkohlekraftwerk der Region ans Netz. Sein Wirkungsgrad: rund 17 Prozent. Mit anderen Worten: Von der Energie, die in der Braunkohle steckt, wird ein Sechstel in Strom umgewandelt. Hundert Jahre später: Im wenige Kilometer entfernten Neurath nimmt RWE ein neues Braunkohlekraftwerk in Betrieb. Sein Wirkungsgrad: 43 Prozent. Das heißt: Pro Einheit Strom wird 60 Prozent weniger Kohle benötigt als damals in Bergheim; und 60 Prozent weniger Kohlendioxid freigesetzt. RWE investiert seit vielen Jahren Milliarden für einen modernen Kraftwerkspark. Neue, hocheffiziente Anlagen treten an die Stelle von alten. Das Prinzip ist immer das gleiche: mit **weniger** Brennstoff **mehr** Strom – mit **weniger** Emissionen **mehr** Klimaschutz.

www.rwe.com/mehr-effizienz



FOKUS

RWE ist in vielen Ländern aktiv. Das hilft uns, Risiken abzufedern. Doch so vorteilhaft es ist, breit aufgestellt zu sein: Wir verlieren dabei nicht aus den Augen, wo wir zuhause sind. Unsere Märkte liegen in Europa. Hier kennen wir uns aus, hier haben wir führende Marktpositionen. Und hier wollen wir bei der Weiterentwicklung des Energiesystems mitwirken. Wir tun dies durch Investitionen in moderne Stromerzeugungsanlagen und Netze. Allerdings sind unsere Mittel knapper geworden. Für die Zukunft heißt das: **weniger** Investitionen in Wachstum – dafür **mehr** Fokus auf die Herausforderungen in unseren Kernregionen. Denn nur wenn wir hier bestehen, können wir auch woanders erfolgreich sein.

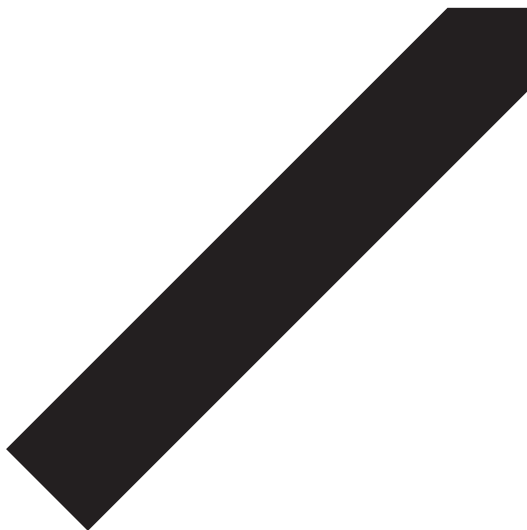
www.rwe.com/mehr-fokus



KUNDENZUFRIEDENHEIT

Früher hatten Energieversorger vor allem eine Aufgabe: Strom und Gas zu liefern. Heute reicht das nicht mehr. Energie wird knapper. Unsere Kunden wollen sparen und erwarten von uns, dass wir ihnen dabei helfen. Wir tun das mit einer ganzen Palette innovativer Produkte und Dienstleistungen – von der Gebäudedämmung über die Wärmeerzeugung und Hausautomatisierung bis hin zur Elektromobilität. Unser Motto: Wer intelligent Energie spart, braucht keine Abstriche bei der Lebensqualität zu machen. Auch für Unternehmen sind wir der Partner im Energiemanagement. So führt **weniger** Energieverbrauch zu **mehr** Zufriedenheit. Sie möchten wissen, wie das geht? Dann besuchen Sie uns im Energiekaufhaus!

www.rwe.com/mehr-kundenzufriedenheit



FLEXIBILITÄT

Ein Kernprinzip soliden Wirtschaftens lautet: Man kann langfristig nur so viel ausgeben, wie man verdient. Das gilt für Privathaushalte ebenso wie für Unternehmen. Vor fünf Jahren haben wir das größte Investitionsprogramm in der Geschichte von RWE gestartet. Rund 28 Milliarden Euro haben wir dafür eingesetzt – weit mehr, als wir aus dem laufenden Geschäft finanzieren konnten. Die Schulden, die dadurch entstanden sind, wollen wir wieder senken. Denn **weniger** Schulden bedeuten **mehr** finanzielle Flexibilität, höhere Bonität und bessere Konditionen bei der Refinanzierung. Spätestens 2015 werden wir unsere Investitionen und Dividenden wieder vollständig mit den Einnahmen aus dem operativen Geschäft decken. Und den oben genannten Grundsatz dann auch kurzfristig beherzigen.

www.rwe.com/mehr-flexibilitaet

WIE WIR UNS ORGANISIERT HABEN

RWE-Konzern seit 1.1.2013							
Konventionelle Stromerzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze Deutschland	Vertrieb Niederlande/ Belgien	Vertrieb Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/Gas Midstream
RWE Generation	RWE Deutschland	Essent	RWE npower	RWE East	RWE Innogy	RWE Dea	RWE Supply & Trading
NET4GAS unternehmerisch eigenständig				Interne Dienstleister RWE Consulting RWE Group Business Services RWE IT RWE Service			

INHALT

An unsere Investoren

Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden	14
Der Vorstand der RWE AG	18
2012 in Kürze	22
RWE am Kapitalmarkt	24

1 Lagebericht	31
1.1 Strategie	32
1.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	38
1.3 Politische Rahmenbedingungen	44
1.4 Wesentliche Ereignisse	48
1.5 Erläuterung der Berichtsstruktur	51
1.6 Geschäftsentwicklung	53
1.7 Finanz- und Vermögenslage	74
1.8 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)	80
1.9 Übernahmerechtliche Angaben	82
1.10 Innovation	84
1.11 Entwicklung der Risiken und Chancen inkl. Bericht zum internen Kontroll- und Risikomanagementsystem	88
1.12 Prognosebericht	97

2 Unsere Verantwortung	103
2.1 Bericht des Aufsichtsrats	104
2.2 Corporate Governance	108
2.3 Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)	111
2.4 Mitarbeiter	118
2.5 Nachhaltigkeit	120

3 Versicherung der gesetzlichen Vertreter	127
--	------------

4 Konzernabschluss	129
4.1 Gewinn- und Verlustrechnung	130
4.2 Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen	131
4.3 Bilanz	132
4.4 Kapitalflussrechnung	133
4.5 Veränderung des Eigenkapitals	134
4.6 Anhang	135
4.7 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)	195
4.8 Organe (Teil des Anhangs)	220
4.9 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers	224

Weitere Informationen	
Organigramm des RWE-Konzerns	226
Schlagwortverzeichnis	227
Glossar	228
Fünfjahresübersicht	232
Impressum	234
Finanzkalender	235

„WIR SIND EIN UNTERNEHMEN, DAS FÜR SEINE ZUKUNFT HART ARBEITEN MUSS.“

Peter Terium, Vorstandsvorsitzender der RWE AG, über das Geschäftsjahr 2012, die Herausforderungen durch die deutsche Energiewende und die mittelfristigen Ertragsperspektiven von RWE



Herr Terium, 2012 war das erste Geschäftsjahr unter Ihrer Regie. Wie ist Ihre Bilanz?

Auf jeden Fall positiv. Trotz schwieriger Rahmenbedingungen ist das Jahr insgesamt gut gelaufen. Auch die Zahlen zeigen das: Wir haben beim betrieblichen Ergebnis um 10 % zugelegt und liegen damit über unseren eigenen Erwartungen.

Was bedeutet das für die Aktionäre? Können sie mit einer höheren Dividende rechnen?

Unser Dividendenvorschlag richtet sich nach dem nachhaltigen Nettoergebnis. Hier sind Sondereffekte herausgerechnet. Das nachhaltige Nettoergebnis lag 2012 erwartungsgemäß auf Vorjahreshöhe.

Und für die Dividende heißt das ...?

... dass auch sie unverändert bleiben soll. Wir werden der Hauptversammlung am 18. April erneut zwei Euro pro Aktie vorschlagen. In puncto Dividendenrendite gehören wir damit weiter zur Spitze im DAX.

Worauf stützt sich die operative Verbesserung im zurückliegenden Geschäftsjahr?

Man muss fairerweise sagen, dass uns der Wegfall von Sonderbelastungen geholfen hat. 2011 war geprägt durch Fukushima und die deutschen Beschlüsse zur Kernenergie. Das hat damals eine Lücke von einer Milliarde Euro in unser Ergebnis gerissen. Im Jahr 2012 war die Belastung schon wesentlich geringer. Außerdem profitierten wir von unserem Effizienzprogramm, erfolgreichen Revisionen defizitärer Gasbezugsverträge und einem starken Handelsgeschäft.

Die Aktienkursentwicklung der vergangenen Monate spiegelt das aber offenbar nicht wider.

Am Kapitalmarkt zählt nicht der Erfolg von gestern. Viel wichtiger ist die mittel- und langfristige Ertragsperspektive. Leider sehen wir hier dunkle Wolken am Horizont, vor allem in der Stromerzeugung. Der hoch subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat zur Folge, dass besonders unsere Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Die temporären Überkapazitäten äußern sich

in fallenden Preisen im Stromgroßhandel. Am deutschen Terminmarkt ist Strom derzeit so günstig wie seit 2005 nicht mehr. Im Spothandel haben wir mitunter negative Preise.

Sie meinen: Wer Strom bezieht, bekommt noch Geld oben drauf? Eine absurde Vorstellung ...

... aber trotzdem Realität. Beispielsweise notierte Strom an der Energiebörse EEX am ersten Weihnachtstag 2012 mit minus 57 Euro. Wohlgermerkt: minus. Ein Weihnachtsgeschenk – auch für unsere Nachbarländer, die uns immer wieder überschüssigen grünen Strom abnehmen.

Die deutsche Förderung der regenerativen Energien wird mittlerweile kritischer gesehen, nicht zuletzt wegen der hohen Kosten für die Endverbraucher. Glauben Sie, dass sich die Expansion von Wind- und Solarstrom dennoch fortsetzt?

Ja, wenn auch vielleicht nicht im gleichen Tempo. Die Energiewende ist beschlossene Sache und die erneuerbaren Energien sind ihr wichtigster Baustein. Also müssen wir davon ausgehen, dass die Auslastung von Gas- und Kohlekraftwerken weiter sinkt. Verstehen Sie mich richtig: Wir unterstützen die Energiewende und arbeiten daran, dass sie gelingt. Aber wir sehen auch ihre negativen Auswirkungen auf die Rentabilität unserer Kraftwerke.

Brauchen wir hier ein neues Marktmodell für Deutschland?

Das wäre zu kurz gesprungen. Wir brauchen eine europäische Lösung. Gerade im Energiesektor bietet die Integration Europas enorme Chancen, etwa bei der Schaffung der benötigten Netzinfrastruktur. Nationale Alleingänge bergen erhebliche Nachteile – nicht nur kostenmäßig, sondern auch im Hinblick auf die Versorgungssicherheit.

Apropos Versorgungssicherheit: In Deutschland werden kaum noch konventionelle Kraftwerke gebaut. Zugleich sollen immer mehr unrentable Kapazitäten vom Netz genommen werden. Kann das gutgehen?

In der Tat ist es nötig, dass genug konventionelle Erzeugungskapazität zur Verfügung steht, um die schwankenden Einspeisungen aus Solar- und Windkraftanlagen auszugleichen. Wenn die dafür benötigten Anlagen aber unrentabel sind, weil sie nur selten zum Einsatz kommen, dann brauchen wir eine Lösung. Hier sind verschiedene Wege denkbar. Wichtig ist, dass die Lösung marktkonform ist.

Welche Erwartungen haben Sie an die Politik?

Uns wäre bereits geholfen, wenn die Rahmenbedingungen wieder berechenbarer würden. Versorger investieren langfristig. Unsere Netze und Kraftwerke planen wir für mehrere Dekaden. Zuletzt häuften sich leider die politischen Interventionen – und meist zu unserem Nachteil. Denken Sie an die deutsche Kernbrennstoffsteuer. In den Niederlanden müssen wir ab 2013 eine Abgabe auf Steinkohle zahlen, in Großbritannien auf CO₂-Emissionen und in Ungarn auf unsere Netze. Ich könnte noch weitere Beispiele aufzählen, aber die Schlussfolgerung ist stets die gleiche: Die Zeiten werden schwieriger für uns.

Und das heißt?

Für unsere konventionellen Kraftwerke heißt das, dass ihr Beitrag zum Konzernergebnis sinken wird. Und zwar deutlich. Das werden wir bereits 2013 in den Zahlen sehen.

Da schauen Sie gewiss nicht tatenlos zu.

Nein, natürlich nicht. Für uns heißt es: Ärmel hochkrempeln. Jeder bei RWE muss mithelfen, dass wir die Herausforderungen meistern, die vor uns liegen. Dabei muss eines klar sein: Die guten alten Zeiten sind vorbei. Und die neuen Zeiten sind alles andere als rosig. Wir sind ein Unternehmen, dass für seine Zukunft hart arbeiten muss.



„WIR UNTERSTÜTZEN DIE ENERGIEWENDE UND ARBEITEN DARAN, DASS SIE GELINGT.“

Wie sieht es aus, wenn RWE die Ärmel hochkrempelt?

Was wir tun wollen, haben wir im Programm „RWE 2015“ konkretisiert. Das Programm hat viele Facetten. Ein Schwerpunkt sind effizienzsteigernde Maßnahmen. Allein mit dem, was wir uns bis Ende 2014 vorgenommen haben, wollen wir die jährliche Ertragsbasis um eine Milliarde Euro verbessern. Wir werden operative Prozesse im ganzen Konzern optimieren und Verwaltungskosten senken. Auch organisatorisch werden wir schlagkräftiger ...

... womit Sie die Bündelung des Kraftwerksbetriebs in der neuen RWE Generation meinen ...

Nicht nur. Auch auf anderen Gebieten wollen wir Aktivitäten zusammenlegen und Kosten sparen. Aber „RWE 2015“ ist weit mehr als das. Letztlich geht es auch um eine Weiterentwicklung der Unternehmenskultur. Das Streben nach Verbesserungen bei Prozessen, Strukturen und Geschäftsmodellen muss gelebter Alltag werden. Ob im Callcenter, im Kraftwerk oder in der Netzwarte: Jeder kann einen Beitrag leisten.

Planen Sie, Kraftwerke zu schließen?

Wenn sie dauerhaft unrentabel sind, werden wir natürlich reagieren. Ich möchte bei der Gelegenheit aber daran erinnern, dass wir unseren Kraftwerkspark zuletzt deutlich verjüngt haben. Ende 2014 wird er zu 25% aus Neuanlagen bestehen. Diese Kraftwerke haben den höchsten technischen Standard und produzieren dementsprechend kostengünstig. Das wird uns langfristig zugutekommen.

Zweites Standbein von RWE ist das Gasgeschäft. Wie sind da die Perspektiven?

Auch im Gasgeschäft gab es einen tiefgreifenden Wandel. Der Gashandel ist in Europa immer liquider geworden, und ölpreisgebundene Bezugsverträge – wie sie früher üblich waren – sind seit Längerem aus dem Geld. Das hat auch uns hart getroffen. Aber wir haben frühzeitig Verhandlungen mit unseren Lieferanten aufgenommen und eine Umstellung der Langfristkontrakte auf Gasmarktpreise durchgesetzt. Nur unser größter Vertrag ...

... mit Gazprom ...

... muss noch angepasst werden. Hier läuft ein Schiedsverfahren, das wohl im laufenden Jahr Klarheit bringt. Ich bin zuversichtlich, dass auch hier eine gute Lösung gefunden wird. Das würde uns erheblich entlasten.



„NACH 2013 WIRD ES KAUM MÖGLICH SEIN, DAS ERGEBNISNIVEAU ZU HALTEN.“

Märkte im Umbruch – politische Interventionen: Muss RWE seine Strategie neu ausrichten, um erfolgreich zu bleiben?

Wir haben uns Zeit dafür genommen, die Veränderungen in unserem Umfeld zu analysieren und unsere Strategie unter die Lupe zu nehmen. Alle Top-Manager waren einbezogen. Natürlich müssen wir unser Geschäft weiterentwickeln – gerade um Chancen zu nutzen, die uns die Energiewende bietet. Hier gibt es Potenzial für neue Geschäftsmodelle, die sich noch stärker an den Kundenbedürfnissen orientieren, beispielsweise bei der dezentralen Energieerzeugung oder der Hausautomatisierung. Für einen radikalen Kurswechsel sehe ich aber keinen Grund.

Das heißt, Sie halten am bisherigen Geschäftsmodell fest?

Grundsätzlich ja, auch wenn wir es an der einen oder anderen Stelle neu justieren werden. Über die Herausforderungen in der Stromerzeugung haben wir ja bereits gesprochen. Regional liegt unser Fokus weiter auf Europa. Hier sind wir zuhause und hier sind wir gefordert. Hier wollen wir dazu beitragen, dass Energie zuverlässig und preiswert zur Verfügung steht – und uns im Markt als führender Strom- und Gasanbieter behaupten.

RWE hat vor einem Jahr angekündigt, die CO₂-Emissionen je erzeugte Einheit Strom bis 2020 um 20% zu senken.**Bleibt es dabei?**

Wie es aussieht, können wir das schaffen. Allerdings werden wir beim Ausbau der erneuerbaren Energien langsamer vorankommen als geplant. Uns stehen einfach nicht mehr so viele Mittel zur Verfügung wie früher.

Das klingt nach Investitionskürzungen ...

... die leider unvermeidlich sind. Bedenken Sie, dass wir pro Jahr über zwei Milliarden Euro investieren müssen, allein um unsere Anlagen in Schuss zu halten und die Netze fit für die Zukunft zu machen. Außerdem haben wir bereits zahlreiche Projekte gestartet, die Ressourcen binden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien steht natürlich weiter auf unserer Agenda. Neue Kohle- oder Gaskraftwerke dagegen nicht, zumindest derzeit.

Die Nettoschulden von RWE sind mit 33 Milliarden Euro dreieinhalb mal so hoch wie das EBITDA. Ihr Ziel liegt bei einem Faktor von maximal drei. Reichen Investitionskürzungen aus, um unter diese Verschuldungsgrenze zu kommen? Natürlich nicht. Ich sagte ja bereits, dass wir Effizienzverbesserungen in Milliardenhöhe umsetzen. Außerdem stärken wir unsere Finanzkraft durch den Verkauf von Unternehmensanteilen.

Damit meinen Sie das laufende Desinvestitionsprogramm. Bisher hat es 2,1 Milliarden Euro eingebracht. Geplant sind sieben Milliarden Euro. Schaffen Sie das bis Ende 2013?

Davon gehe ich im Augenblick nicht aus. In der Umsetzungsphase des Programms hat sich gezeigt, dass wir für einen Teil der zur Veräußerung stehenden Beteiligungen keinen angemessenen Preis erzielen können. Bei Verkäufen unter Wert würde sich der oben erwähnte Verschuldungsfaktor sogar verschlechtern. Denn mit unseren Desinvestitionen bekommen wir ja nicht nur Mittel in die Kasse, sondern verlieren meist auch Ergebnisbeiträge. Stimmt hier das Verhältnis nicht, geht der Schuss nach hinten los.

Welche Desinvestitionen können wir im laufenden Jahr noch erwarten?

Wir werden uns auf den Verkauf von NET4GAS, dem Betreiber unseres tschechischen Ferngasnetzes, konzentrieren. Wenn wir mehr schaffen – auch gut. Unter Zeitdruck setzen wir uns aber nicht.

Lässt sich das Ziel eines Verschuldungsfaktors unter drei dann noch erreichen?

Ja, aber nicht im laufenden Jahr. Das Investitionsvolumen ist mit geschätzten fünf Milliarden Euro immer noch vergleichsweise hoch. Daher gehen wir davon aus, dass die Nettoschulden auf ähnlichem Niveau liegen werden wie 2012. Auf ihr Verhältnis zum EBITDA, also den Verschuldungsfaktor, dürfte das dann ebenfalls zutreffen.

Das würde eine konstante Ertragslage voraussetzen.

Ist das der Stand der Planung für 2013?

Beim EBITDA erwarten wir, dass es sich um die Marke von neun Milliarden Euro bewegt. Das wäre ein bisschen weniger als 2012. Beim betrieblichen Ergebnis dürfte der Abstand zum Vorjahr etwas größer ausfallen. Das nachhaltige Nettoergebnis bleibt dagegen wohl stabil.

Und nach 2013?

... wird es kaum möglich sein, das Ergebnisniveau zu halten. Unsere Planung für 2013 unterstellt, dass wir für unseren defizitären Gasbezugsvertrag mit Gazprom hohe Kompensationszahlungen erhalten. Dieser Einmaleffekt würde sich 2014 nicht wiederholen. Von den schwierigen Perspektiven in der Stromerzeugung war ja schon die Rede. Aber es gibt auch Lichtblicke: Unsere hohen Investitionen in die erneuerbaren Energien machen sich immer mehr bezahlt – wenn auch langsamer als zunächst geplant. In der Öl- und Gasförderung sehen wir ebenfalls einen positiven Ergebnistrend. Gleichzeitig werden unsere Netz- und Vertriebsaktivitäten für eine solide Ertragsbasis sorgen.

Ein Wort zum Geschäftsbericht: Er hat das Motto „Mehr“ und nennt Beispiele, wie das mit „weniger“ erreicht werden soll. Ist das die neue Philosophie bei RWE?

Im Grunde wird hier ja nur das Prinzip effizienten Wirtschaftens beschrieben. Das sollte eigentlich selbstverständlich sein. Neu ist nur die Konsequenz, mit der wir es anwenden wollen. Der Geschäftsbericht selbst ist ein Beispiel dafür: Durch die zurückgenommene Aufmachung konnten wir die Produktionskosten um einen niedrigen sechsstelligen Betrag senken. Man mag einwenden, dass das für einen DAX-Konzern nicht viel Geld ist. Aber auch ein Krümel ist Brot, wie wir in den Niederlanden sagen. Und mit vielen Krümeln kann man satt werden. Wenn jeder bei uns so denkt, ist bereits viel gewonnen.

*Das Gespräch führte Dr. Burkhard Pahnke,
Manager Investor Relations.*

DER VORSTAND DER RWE AG



Peter Terium

Vorstandsvorsitzender

Geboren 1963 in Nederweert (Niederlande), Ausbildung als Wirtschaftsprüfer am Nederlands Instituut voor Register-accountants, von 1985 bis 1990 Audit Supervisor bei KPMG, von 1990 bis 2002 verschiedene Positionen bei der Schmalbach-Lubeca AG, 2003 Eintritt in die RWE AG als Leiter Konzerncontrolling, von 2005 bis 2009 Vorsitzender der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH, von 2009 bis 2011 Vorstandsvorsitzender von Essent N.V., von September 2011 bis Juni 2012 Mitglied des Vorstands und stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG, seit Juli 2012 Vorsitzender des Vorstands der RWE AG.

Konzernressorts

- Public Affairs/Energiepolitik Konzern
- Recht & Compliance Konzern
- Konzernkommunikation
- Corporate Responsibility Konzern
- Unternehmensentwicklung & Strategie Konzern
- Konzernrevision



Dr. Rolf Martin Schmitz

Stellvertretender Vorstandsvorsitzender

Geboren 1957 in Mönchengladbach, promovierter Maschinenbauingenieur, von 1988 bis 1998 bei der VEBA AG u.a. zuständig für Konzernentwicklung und Wirtschaftspolitik, von 1998 bis 2001 Vorstand der rhenag Rheinische Energie AG, von 2001 bis 2004 Vorstand der Thüga AG, von 2004 bis 2005 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH, von 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 Oktober 2010 Vorstand Operative Steuerung und seit Juli 2012 gleichzeitig stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG.

Konzernressorts

- Beteiligungsmanagement
- Kommunen
- Koordination Erzeugung/Netz/Vertrieb Konzern



Dr. Leonhard Birnbaum

Vorstand Kommerzielle Steuerung

Geboren 1967 in Ludwigshafen am Rhein, promovierter Chemieingenieur, von 1996 bis 2008 bei McKinsey & Company, 2000 zum Partner und 2006 zum Senior Partner ernannt, zuletzt als Mitglied des globalen Führungsteams des Energiebereichs tätig, im April 2008 Eintritt in die RWE AG als Leiter des Bereichs Konzernstrategie und Business Development, seit Oktober 2008 Mitglied des Vorstands, von Januar 2009 bis September 2010 Chief Strategy Officer, seit Oktober 2010 Vorstand Kommerzielle Steuerung der RWE AG.

Konzernressorts

- Commodity Management
- Mergers & Acquisitions
- Forschung & Entwicklung Konzern



Alwin Fitting

Arbeitsdirektor

Geboren 1953 in Westhofen (Rheinhausen), seit 1974 im RWE-Konzern, Ausbildung zum Elektromeister, von 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



Dr. Bernhard Günther

Finanzvorstand

Geboren 1967 in Leverkusen, promovierter Volkswirt, von 1993 bis 1998 bei McKinsey & Company, 1999 Eintritt in die RWE AG als Abteilungsleiter im Bereich Konzerncontrolling, von 2001 bis 2005 Bereichsleiter Unternehmensplanung und Controlling der RWE Power AG, von 2005 bis 2006 Bereichsleiter Konzerncontrolling der RWE AG, von 2007 bis 2008 Geschäftsführer und CFO der RWE Gas Midstream GmbH sowie gleichzeitig Geschäftsführer und CFO der RWE Trading GmbH, von 2008 bis 2012 Geschäftsführer und CFO der RWE Supply & Trading GmbH, seit Juli 2012 Mitglied des Vorstands und seit Januar 2013 Finanzvorstand der RWE AG.

Konzernressorts

- Konzerncontrolling
- Finanzen Konzern
- Investor Relations
- Rechnungswesen Konzern
- Steuern Konzern



Uwe Tigges

Personalvorstand

Geboren 1960 in Bochum, Ausbildung zum Fernmelde-monteur und Meister Elektrotechnik, Studium der Technischen Betriebswirtschaftslehre, von 1984 bis 1994 diverse Tätigkeiten in der Informationstechnik bei der VEW AG und VEW Energie AG, von 1994 bis 2012 freigestellter Betriebsrat (zuletzt der RWE Vertrieb AG) sowie Vorsitzender des Europäischen Betriebsrats von RWE, von 2010 bis 2012 Vorsitzender des Konzernbetriebsrats von RWE, seit Januar 2013 Personalvorstand der RWE AG.

Konzernressorts

- Personal- und Führungskräfte-Management Konzern/Arbeitsrecht Konzern

14 Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden

18 Der Vorstand der RWE AG

22 2012 in Kürze

24 RWE am Kapitalmarkt



Dr. Jürgen Großmann

Ehemaliger Vorstandsvorsitzender

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, von Oktober 2007 bis Juni 2012 Vorsitzender des Vorstands der RWE AG.



Dr. Rolf Pohl

Ehemaliger Finanzvorstand

Geboren 1952 in Solingen, promovierter Wirtschaftswissenschaftler, von 1993 bis 2000 Generalbevollmächtigter Finanz- und Rechnungswesen der VEBA AG, von 2000 bis 2006 Generalbevollmächtigter Mergers & Acquisitions der E.ON AG, von Januar bis April 2007 Mitglied des Vorstands der RWE AG, von Mai 2007 bis Dezember 2012 Finanzvorstand der RWE AG.

2012 IN KÜRZE

01₂₀₁₂

JANUAR

Niederländisches Gaskraftwerk Claus C nimmt kommerziellen Betrieb auf

Es verfügt über drei Blöcke mit einer Nettogesamtleistung von 1.304 Megawatt. Der Wirkungsgrad liegt bei über 58%. Damit gehört das Kraftwerk zu den effizientesten und umweltfreundlichsten seiner Art. Wir haben 1,1 Mrd. € dafür ausgegeben.

02₂₀₁₂

FEBRUAR

Startschuss für zweites niederländisches Gaskraftwerk Moerdijk 2

Die Anlage nimmt einen Monat nach Claus C die kommerzielle Stromproduktion auf. Mit nur einem Block und 426 Megawatt Nettogleistung ist sie deutlich kleiner als Claus C, in puncto Effizienz aber ebenbürtig. Das Investitionsvolumen beläuft sich auf 0,4 Mrd. €.

03₂₀₁₂

MÄRZ

RWE gibt Ausstieg aus der Kernenergie in Großbritannien bekannt

Gemeinsam mit E.ON stellen wir das Joint Venture Horizon Nuclear Power zum Verkauf. Zweck des Unternehmens ist der Bau und Betrieb von Kernkraftwerken. Im November 2012 wird es für 696 Mio. £ vom japanischen Industriekonzern Hitachi übernommen.

07₂₀₁₂

JULI

Erster Block des Braunkohlekraftwerks Neurath geht offiziell ans Netz

Der zweite Block folgt im August. Das hochmoderne Kraftwerk mit 2.100 Megawatt Nettogleistung ist schon seit Jahresbeginn im Probetrieb. Es ersetzt Altanlagen der 150-Megawatt-Klasse, die seit Ende 2012 komplett stillgelegt sind. Damit senken wir unsere CO₂-Emissionen um bis zu 6 Mio. Tonnen pro Jahr.

08₂₀₁₂

AUGUST

Vorstand verabschiedet Programm „RWE 2015“

Mit einer Vielzahl von Maßnahmen soll das Unternehmen finanziell entlastet und seine Wettbewerbsfähigkeit gestärkt werden. Das Programm sieht u.a. umfassende Effizienzverbesserungen vor: Sie sollen ab 2014 einen nachhaltigen Ergebnisbeitrag von 1 Mrd. € erbringen. Beschlossen wird auch die Bündelung der nahezu gesamten konventionellen Stromerzeugung in der zum 1. Januar 2013 gegründeten RWE Generation SE.

09₂₀₁₂

SEPTEMBER

Beteiligung am österreichischen Versorger KELAG aufgestockt

Von der Kärntner Energieholding KEH übernehmen wir 12,85% der Anteile an KELAG, die zu den großen Stromerzeugern aus Wasserkraft in Österreich gehört. Direkt und indirekt halten wir jetzt knapp 38% an dem Unternehmen.

05 2012

MAI

Erster Strom aus dem britischen Gaskraftwerk Pembroke

Zwei von insgesamt fünf Blöcken nehmen den kommerziellen Betrieb auf. Innerhalb weniger Monate folgen die anderen Blöcke. Seit September ist das Kraftwerk mit seiner gesamten Kapazität von 2.188 Megawatt offiziell in Betrieb. Sein Wirkungsgrad liegt mit über 58% im Spitzenbereich. Wir haben 1,2 Mrd. € in die Anlage investiert.

06 2012

JUNI

RWE reduziert Beteiligung am saarländischen Energieversorger VSE

Wir verkaufen einen Anteil von 19,33% an lokale Stadt- und Gemeindewerke (15,33%) sowie das Saarland (4%). Mit 50% plus einer Aktie behalten wir die Mehrheit an VSE.

JUNI

Programm zur Aufnahme von Hybridkapital abgeschlossen

Wir hatten uns vorgenommen, Hybridanleihen im Gesamtwert von umgerechnet 2 Mrd. € zu begeben. Dieses Ziel wird erreicht – mit Emissionen über 250 Mio. CHF (Oktober 2011), 750 Mio. £ und 500 Mio. US\$ (beide März 2012) sowie 500 Mio. US\$ und 150 Mio. CHF (beide Juni 2012). Bei Hybridanleihen handelt es sich um eine Mischform aus Eigen- und Fremdkapital. Deshalb stufen die Ratingagenturen sie nur zur Hälfte als Schulden ein.

10 2012

OKTOBER

RWE trennt sich von Berliner Wassergeschäft

Käufer ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft des Landes Berlin. Die Transaktion umfasst unseren Anteil von 24,95% an den Berliner Wasserbetrieben und zwei von RWE gewährte Gesellschafterdarlehen. Der Verkauf tritt rückwirkend zum 1. Januar 2012 in Kraft. Der Preis beträgt 658 Mio. € einschließlich aufgelaufener Zinsen.

12 2012

DEZEMBER

RWE Dea verkauft Anteil an Konzession in Norwegen

Unsere 20%-Beteiligung am Feldesentwicklungsprojekt „Edvard Grieg“ wird von OMV (Norwegen) übernommen. Der Preis beläuft sich auf 255 Mio. € inklusive Zinsen. Abhängig vom Erreichen bestimmter Projektziele kommen bis zu 35 Mio. € hinzu. Mit dem Verkauf verringern sich unsere künftigen Investitionen um rund 650 Mio. €.

DEZEMBER

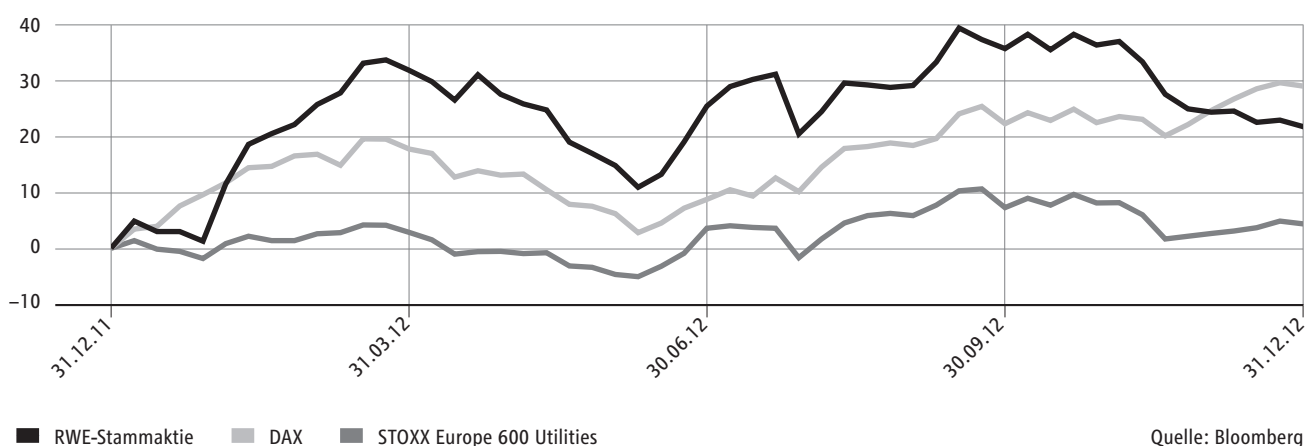
Mehrheitsbeteiligung an Koblenzer Versorger KEVAG veräußert

Der Erwerber EKO2 zahlt uns für unseren 57,5%-Anteil 222 Mio. €. An dieser Gesellschaft sind die Stadt Koblenz, die Stadtwerke Koblenz, Thüga und die Energiebeteiligungsgesellschaft Mittelrhein beteiligt. Unsere Desinvestitionen im Jahr 2012 erreichen damit ein Gesamtvolumen von rund 2,1 Mrd. €.

RWE AM KAPITALMARKT

Die Staatsschuldenkrise prägte auch 2012 die Lage an den Finanzmärkten im Euroraum. Sie sorgte für ein Auf und Ab an den Börsen. Am Jahresende konnten Aktionäre aber eine positive Bilanz ziehen. Der DAX notierte 29% höher als ein Jahr zuvor – und ließ damit die meisten europäischen Aktienindizes hinter sich. Auch RWE-Aktionäre konnten sich freuen: Unsere Stammaktien kamen trotz der schwierigen Lage im Versorgersektor auf eine Rendite inkl. Dividende von 22%. Im europäischen Branchenvergleich nahmen sie damit eine Spitzenposition ein.

Performance der RWE-Stammaktie sowie der Indizes DAX und STOXX Europe 600 Utilities
in % (Wochendurchschnittswerte)



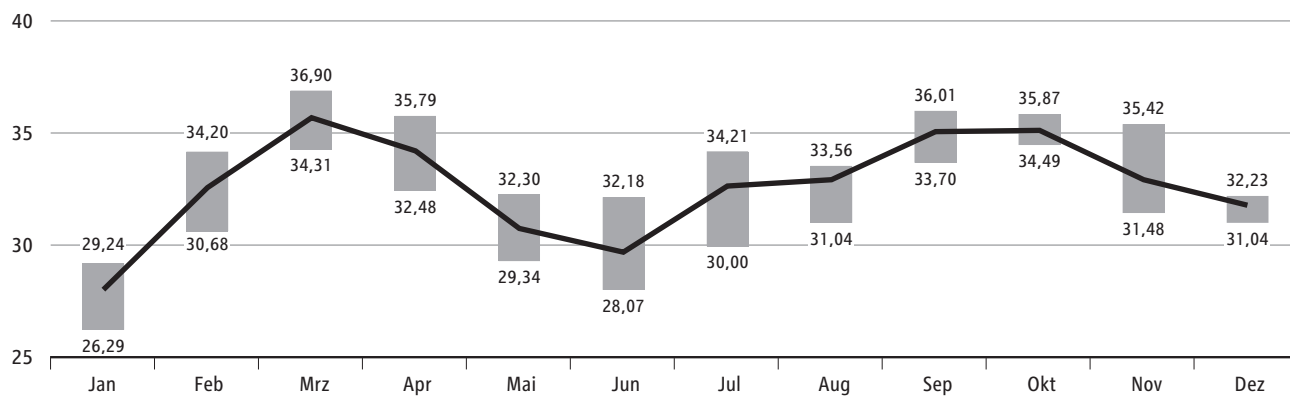
Aktienmärkte trotz der Krisenstimmung. Entgegen den meisten Analystenprognosen war 2012 ein sehr gutes Börsenjahr. Der Aktienindex DAX schloss mit 7.612 Punkten und kam damit auf ein Plus von 29%. Dies ist der deutlichste Anstieg seit 2003. Das deutsche Börsenbarometer entwickelte sich damit auch wesentlich besser als die meisten anderen Aktienindizes in Europa. Dabei war bis Mitte 2012 noch kein Aufwärtstrend zu erkennen: Seine hohen Kursgewinne zu Jahresbeginn büßte der DAX bis Juni fast vollständig ein, ehe er zu einem neuerlichen Höhenflug ansetzte. Maßgeblich für das Auf und Ab an den Börsen war die Staatsschuldenkrise im Euroraum. Nachdem es im ersten Quartal gelungen war, die Zahlungsunfähigkeit Griechenlands durch einen Schuldenschnitt abzuwenden und das Bankensystem mit zinsgünstigen Ausleihungen durch die Europäische Zentralbank (EZB) zu stabilisieren, beherrschte die Krise im Frühjahr

wieder das Marktgeschehen. Sorgen bereiteten insbesondere der spanische Staatshaushalt und zahlreiche Großbanken des Landes, die wegen Immobiliengeschäften unter Druck geraten waren. Auslöser für den erneuten Börsenaufschwung war, dass die Regierungschefs der Eurostaaten zur Jahresmitte kurzfristige Hilfen für Italien und Spanien beschlossen und den Weg für direkte Bankenhilfen aus dem Rettungsfonds ESM freimachten. Für weitere Impulse sorgte im September die Ankündigung von EZB-Präsident Draghi, Staatsanleihen von Euro-Krisenländern in theoretisch unbegrenzter Höhe aufzukaufen. Als kurz darauf das Bundesverfassungsgericht grünes Licht für den Beitritt Deutschlands zum ESM gab, war dies für viele internationale Investoren das Signal, Gelder zurück nach Europa zu lenken. Der deutsche Aktienmarkt profitierte davon in besonderem Maße.

14 Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden
 18 Der Vorstand der RWE AG
 22 2012 in Kürze
 24 RWE am Kapitalmarkt

Monats-Höchst- und -Tiefstkurse der RWE-Stammaktie im Jahr 2012

in €

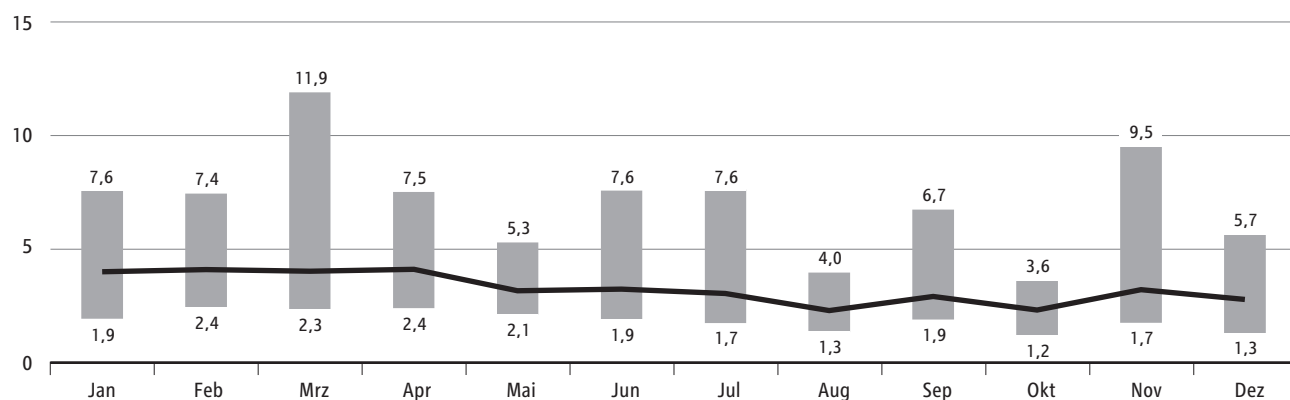


■ Monatsdurchschnitt ■ Höchster/niedrigster Tagesschlusskurs je Monat

Quelle: Bloomberg

Umsätze im Xetra-Handel mit RWE-Stammaktien im Jahr 2012

in Mio. Stück



■ Monatsdurchschnitt ■ Höchster/niedrigster Tagesumsatz je Monat

Quelle: Bloomberg

RWE-Performance weit über dem Sektordurchschnitt.

Für Aktionäre von RWE verlief das Börsenjahr 2012 ebenfalls erfreulich. Unsere Stammaktie schloss Ende Dezember mit 31,24 € und die Vorzugsaktie mit 28,53 €. Das entspricht einer Performance (Rendite aus Kursveränderung und Dividende) von 22 bzw. 19%. Damit lagen die RWE-Titel deutlich über dem Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (+5%). Die gute Performance beruht u.a. darauf, dass mit unserer Kapitalerhöhung vom Dezember 2011 ein belastender Faktor weggefallen war: Viele Anleger hatten diesen Schritt abge-

wartet, ehe sie in RWE investierten. Zusätzlichen Kursauftrieb brachte unsere Anfang März veröffentlichte Ergebnisprognose für 2013, die über den Erwartungen lag. Auch der erfreuliche Verlauf unserer Verhandlungen mit einzelnen Gaslieferanten über eine Anpassung der für uns nachteiligen Bezugskonditionen hatte positiven Kurseinfluss. Im vierten Quartal mussten die RWE-Aktien aufgrund der schwachen Entwicklung der deutschen Stromgroßhandelspreise wieder einen Teil ihrer Gewinne abgeben. Auch Anfang 2013 setzte sich der Kursrückgang fort.

Performance der RWE-Aktien und wichtiger Indizes bis Ende 2012 in % p.a.	1 Jahr	5 Jahre	10 Jahre
RWE-Stammaktie	21,8	-14,9	7,5
RWE-Vorzugsaktie	19,3	-13,5	9,0
DAX	29,1	-1,2	10,2
EURO STOXX 50	18,1	-6,5	4,0
STOXX Europe 50	13,0	-3,5	4,0
STOXX Europe 600	18,2	-2,1	6,3
STOXX Europe 600 Utilities	4,7	-9,8	6,9
REXP ¹	4,6	6,4	4,9

1 Index für Staatspapiere am deutschen Rentenmarkt

RWE-Stammaktie mit Zehn-Jahres-Rendite von 7,5% p.a.

Auch Investoren mit langfristigem Anlagehorizont konnten mit RWE-Aktien attraktive Renditen erzielen. Wer Ende 2002 einen Betrag von 10.000 € für den Kauf unserer Stämme einsetzte und die Dividenden reinvestierte, verfügte zehn Jahre später über 20.575 €. Mit unseren Vorzugsaktien hätte sich der Depotwert sogar auf 23.617 € erhöht. Das entspricht einer durchschnittlichen Jahresrendite von 7,5 bzw. 9,0%. Wer im gleichen Zeitraum in den Versorgerindex STOXX Europe 600 Utilities investierte, kam auf einen Depotwert von 19.473 € bzw. eine Jahresrendite von 6,9%. Beim DAX betrug die Zehn-Jahres-Performance 10,2%: Aus 10.000 € wären 26.317 € geworden.

Dividendenvorschlag von 2 € für das Geschäftsjahr 2012.

Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 18. April 2013 für das Geschäftsjahr 2012 eine Dividende von 2 € je Aktie vorschlagen. Bei derzeit 614,7 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 6,4 bzw. 7,0%. Damit nehmen wir zum wiederholten Mal eine Spitzenposition im DAX ein.

14 Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden
 18 Der Vorstand der RWE AG
 22 2012 in Kürze
 24 RWE am Kapitalmarkt

Kennzahlen der RWE-Aktien		2012	2011	2010	2009	2008
Ergebnis je Aktie ¹	€	2,13	3,35	6,20	6,70	4,75
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie ¹	€	4,00	4,60	7,03	6,63	6,25
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit je Aktie ¹	€	7,15	10,22	10,31	9,94	16,44
Dividende je Aktie	€	2,00 ²	2,00	3,50	3,50	4,50
Ausschüttung	Mio. €	1.229 ²	1.229	1.867	1.867	2.401
Ausschüttungsquote ³	%	50	50	50	53	71
Dividendenrendite der Stammaktie ⁴	%	6,4	7,4	7,0	5,2	7,1
Dividendenrendite der Vorzugsaktie ⁴	%	7,0	7,9	7,3	5,6	8,4
Börsenkurse der Stammaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	31,24	27,15	49,89	67,96	63,70
Höchstkurs	€	36,90	55,26	68,96	68,58	100,64
Tiefstkurs	€	26,29	21,77	47,96	46,52	52,53
Börsenkurse der Vorzugsaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	28,53	25,44	47,99	62,29	53,61
Höchstkurs	€	34,25	52,19	62,52	62,65	84,39
Tiefstkurs	€	24,80	20,40	44,51	41,75	37,46
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.480	538.971	533.559	533.132	538.364
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	19,1	16,6	28,0	38,0	35,4

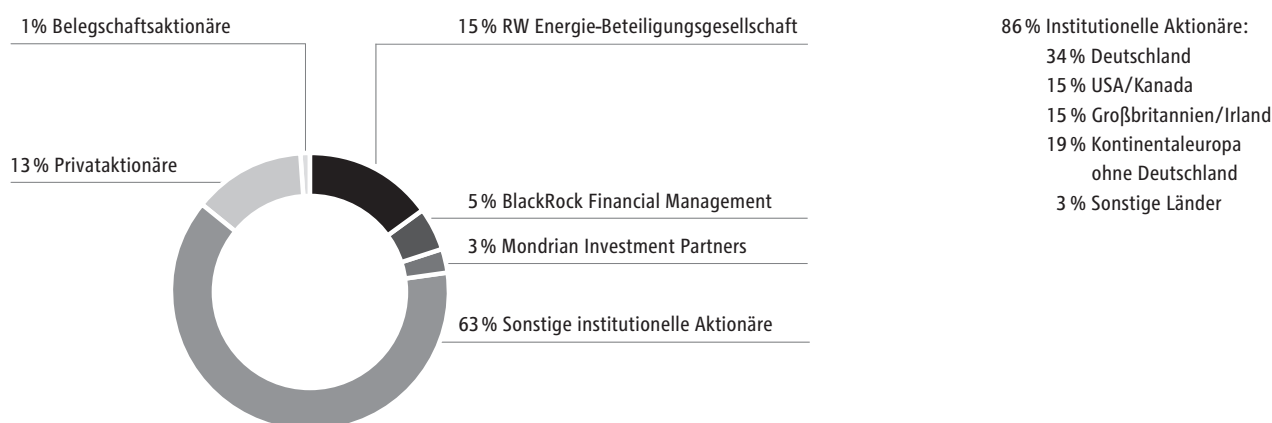
1 Bezogen auf die jahresdurchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien

2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2012 der RWE AG, vorbehaltlich der Zustimmung durch die Hauptversammlung am 18. April 2013

3 Quotient aus Ausschüttung und nachhaltigem Nettoergebnis

4 Quotient aus Dividende je Aktie und Aktienkurs zum Ende des Geschäftsjahres

Aktionärsstruktur der RWE AG¹



¹ Die Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil am gezeichneten Kapital.

Quellen: Eigene Erhebungen und Mitteilungen nach dem deutschen Wertpapierhandelsgesetz (WpHG); Stand: Dezember 2012

Breit gestreute internationale Aktionärsbasis. Das Grundkapital der RWE AG ist eingeteilt in 614.745.499 Aktien, davon 39.000.000 Vorzüge ohne Stimmrecht. Ende 2012 waren rund 86 % der RWE-Aktien im Eigentum institutioneller und 14 % im Eigentum privater Anleger (inkl. Belegschaftsaktionäre). Institutionelle Investoren in Deutschland besitzen 34 % des Aktienkapitals; in Nordamerika, Großbritannien und Irland halten sie zusammen 30 % und in Kontinentaleuropa ohne Deutschland 19 %. Gegenüber 2011 haben sich hier keine wesentlichen Veränderungen ergeben. Die RW Energie-Beteiligungsgesellschaft, in der kommunale Anteile gebündelt sind, ist mit 15 % nach wie vor größter Einzelaktionär von RWE. Außerhalb Deutschlands halten die Vermögensverwalter BlackRock Financial Management (USA)

und Mondrian Investment Partners (Großbritannien) mit schätzungsweise 5 bzw. 3 % die größten RWE-Positionen. Etwa 1 % der Aktien befinden sich im Eigentum der RWE-Belegschaft. Im vergangenen Jahr nahmen knapp 29 Tsd. Mitarbeiter – das entspricht 62 % aller Bezugsberechtigten – an unserem Belegschaftsaktienprogramm teil und zeichneten insgesamt rund 811 Tsd. Aktien. Über das Programm ermöglichen wir den Mitarbeitern unserer deutschen Gesellschaften, RWE-Aktien zu vergünstigten Konditionen zu beziehen. Im Berichtsjahr haben wir dafür 13,7 Mio. € aufgewendet. Der Anteil der RWE-Stammaktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Indexgewichtung zugrunde legt, betrug zum Jahresende 85 %.

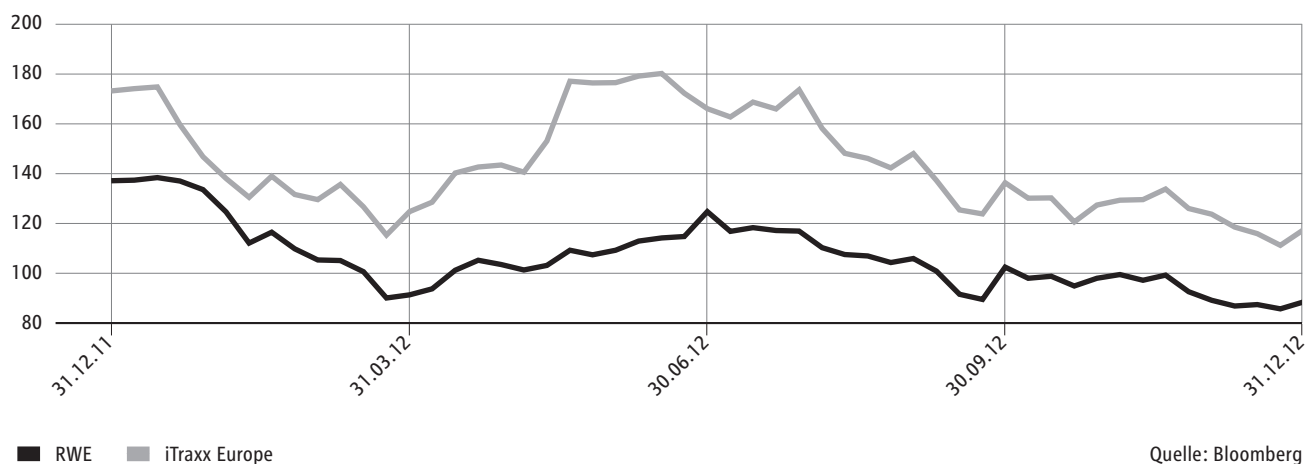
Börsenkürzel der RWE-Aktien	Stammaktien	Vorzugsaktien
Reuters: Xetra	RWEG.DE	RWEG_p.DE
Reuters: Frankfurt	RWEG.F	RWEG_p.F
Bloomberg: Xetra	RWE GY	RWE3 GY
Bloomberg: Frankfurt	RWE GR	RWE3 GR
Wertpapier-Kennnummer (WKN) in Deutschland	703712	703714
International Securities Identification Number (ISIN)	DE 0007037129	DE 0007037145
American Depository Receipt CUSIP Number	74975E303	-

RWE an deutschen Börsen und in 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 USA 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)



Rückläufige Zinsen und Kreditabsicherungskosten. Auch der Markt für Unternehmensanleihen war von den Entwicklungen rund um die Staatsschuldenkrise im Euroraum geprägt. Eine Schlüsselrolle spielte der zur Krisenbekämpfung eingeschlagene expansive geldpolitische Kurs der EZB. Er trug wesentlich dazu bei, dass die Basiszinssätze im Euroraum über alle Laufzeiten nachgaben. Bei den Marktnotierungen von Credit Default Swaps (CDS) zeigte sich ein ähnliches Auf und Ab wie an den Aktienmärkten – allerdings mit umgekehrten Vorzeichen. CDS sind Finanzinstrumente,

mit denen sich Anleger gegen Kreditrisiken absichern. Der Index iTraxx Europe, der aus den Preisen fünfjähriger CDS von 125 großen europäischen Unternehmen gebildet wird, verringerte sich von 173 Basispunkten zu Jahresanfang auf 117 Basispunkte zum Jahresende. Mit dem Auflodern der Staatsschuldenkrise im zweiten Quartal hatte er vorübergehend nahe der 180-Punkte-Marke gelegen. Die Preise von fünfjährigen CDS für RWE waren durchweg günstiger: Sie sanken im Jahresverlauf von 137 auf 89 Basispunkte.

6,4 MRD. €

BETRIEBLICHES ERGEBNIS

1 LAGEBERICHT

227,1 MRD. KWH

STROMERZEUGUNG

277,8 MRD. KWH

STROMABSATZ

306,8 MRD. KWH

GASABSATZ

2,5 MRD. €

NACHHALTIGES NETTOERGEBNIS

5,5 MRD. €

INVESTITIONEN

1.1 STRATEGIE

Unser Marktumfeld wandelt sich grundlegend. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland führt zu massiven Ertragseinbußen in der konventionellen Stromerzeugung. Auch die politischen Rahmenbedingungen werden immer schwieriger. Trotz dieser Belastungen wollen wir unseren Beitrag zur Umgestaltung des europäischen Energiesystems leisten. Wir tun dies nicht nur durch Investitionen in erneuerbare Energien und die Netzinfrastuktur, sondern setzen auch verstärkt auf innovative Produkte und Dienstleistungen. Mit konzernweiten Maßnahmen zur Effizienzsteigerung wollen wir erwartete Ergebniseinbußen in Grenzen halten – und RWE fit für die Zukunft machen.

Wandel des Stromerzeugungsmarktes stellt uns vor große Herausforderungen. Die europäischen Energiemärkte unterliegen einem tiefgreifenden Veränderungsprozess, besonders in unserem angestammten Erzeugungsgeschäft. Eine wesentliche Rolle spielt dabei der rasante, stark subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien. Nach Angaben der Bundesnetzagentur haben sich die deutschen Photovoltaikkapazitäten allein im vergangenen Jahr um 7,6 auf 32,4 Gigawatt (GW) erhöht. Gemeinsam mit der Windkraft, deren installierte Leistung Ende 2012 nach Branchenschätzungen über 31 GW erreichte, machen sie inzwischen mehr als ein Drittel der gesamten deutschen Erzeugungskapazität aus. An sonnenreichen Tagen drückt die deutsche Photovoltaik die Börsenpreise für Strom stark nach unten und drängt insbesondere Gaskraftwerke aus dem Markt. Der Solarboom dämpft auch die Strompreise am Terminmarkt und schmälert damit die Wirtschaftlichkeit unserer gesamten konventionellen Stromerzeugung. Die hier erzielbaren Margen werden wohl auf längere Sicht deutlich unter dem Niveau der vergangenen Jahre liegen.

Auch die energiepolitischen Rahmenbedingungen haben sich zu unseren Ungunsten verändert. Ein Beispiel ist der beschleunigte Kernenergieausstieg in Deutschland. Außerdem sind die steuerlichen Belastungen gestiegen, etwa durch die seit 2011 erhobene Kernbrennstoffsteuer in Deutschland. Im laufenden Jahr kommen Abgaben auf Kraftwerkssteinkohle (Niederlande), CO₂-Emissionen (Großbritannien) und Netzinfrastuktur (Ungarn) hinzu. Darüber berichten wir ausführlich auf Seite 46 f.

Veränderungen in der Gesellschaft bringen ebenfalls Herausforderungen mit sich: Maßnahmen zum Aufbau notwendiger Energieinfrastruktur stoßen zunehmend auf Widerstand in der Bevölkerung. Und im Vertrieb von Strom und Gas beobachten wir, dass Verbraucher heute eher bereit sind, vom angestammten Versorger zu einem anderen Anbieter zu wechseln. Im Wettbewerb zu bestehen wird eine immer anspruchsvollere Aufgabe.

RWE leistet Beitrag zum Umbau des europäischen Energiesystems. Die beschriebenen Entwicklungen treffen uns am Ende einer Investitionsoffensive, die unseren finanziellen Spielraum erheblich verkleinert hat. Die Nettoschulden des RWE-Konzerns erreichten Ende 2012 eine Höhe von 33 Mrd. €. Wir wollen sie mittelfristig wieder abbauen, um beim Verschuldungsfaktor – das ist das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA – wieder eine Obergrenze von 3,0 einzuhalten. Dies wollen wir u.a. durch den Verkauf von Unternehmensteilen erreichen. Außerdem werden wir unsere Sachinvestitionen deutlich zurückfahren. Nach Abschluss unseres Kraftwerksneubauprogramms werden sie ab 2015 in einer Größenordnung von 3 bis 4 Mrd. € pro Jahr liegen. Spätestens dann sollen Investitionen und Dividende den Rahmen einhalten, den uns der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit vorgibt. Das heißt, wir werden nicht mehr ausgeben, als wir mit den erwirtschafteten Zahlungszuflüssen finanzieren können.

Unsere Strategie lässt sich weiterhin durch die Begriffe „nachhaltiger“, „internationaler“ und „robuster“ charakterisieren (siehe Geschäftsbericht 2011, Seite 30 ff.). Allerdings können wir sie wegen der erwähnten Investitionskürzungen nicht so schnell und konsequent umsetzen wie ursprünglich geplant. Trotzdem wollen wir unseren Beitrag zur Weiterentwicklung des europäischen Energiesystems leisten – und dabei zur Spitze in puncto Leistung und Vertrauenswürdigkeit gehören. Das ist unser Leitbild. Dabei setzen wir nicht nur auf Investitionen in die erneuerbaren Energien und eine moderne Netzinfrastuktur, sondern auch auf innovative Produkte und Dienstleistungen rund um das Thema Energie. Dem negativen Ergebnistrend in der Stromerzeugung begegnen wir mit effizienzverbessernden Maßnahmen und einer schlagkräftigeren Organisationsstruktur. Damit werden wir die erwarteten Ertragseinbußen begrenzen. Ganz verhindern können wir sie nicht.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Klimaschutz weiter im Zentrum unserer Nachhaltigkeitsstrategie. Energieversorgung ist ein langfristig angelegtes Geschäftsmodell. Umso wichtiger ist für uns, dass unser Handeln auf lange Sicht in Einklang mit den Erwartungen und Zielen der Gesellschaft steht. Unsere Entscheidungen müssen ökonomisch, ökologisch und sozial tragfähig sein. Eine besondere Bedeutung kommt dabei dem Klimaschutz zu. Als Europas größter Emittent von Kohlendioxid (CO₂) sind wir hier besonders gefordert, zumal mit hohen Emissionen auch hohe wirtschaftliche Risiken verbunden sind. Wir haben uns zum Ziel gesetzt, den CO₂-Ausstoß unserer Kraftwerke bis 2020 auf 0,62 Tonnen je Megawattstunde (MWh) Strom zu senken. Gegenüber 2012 entspricht das einem Rückgang um über 20 %.

CO₂-Einsparungen durch hochmoderne Kraftwerke. Unser laufendes Kraftwerksneubauprogramm trägt wesentlich dazu bei, unsere CO₂-Emissionen zu reduzieren. Dank der neuen Kohle- und Gaskraftwerke können ältere, emissionsintensivere Anlagen vom Netz genommen werden, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet wird. Wie viel wir damit erreichen, zeigt sich am Braunkohledoppelblock in Neurath bei Köln mit 2.100 Megawatt (MW) Gesamtleistung. Wir haben ihn 2012 in Betrieb genommen und dafür sämtliche Altanlagen der 150-MW-Klasse endgültig stillgelegt. Bei nahezu unveränderter Kapazität mindern wir damit die CO₂-Emissionen um bis zu 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.

Neben dem Braunkohledoppelblock haben wir seit 2010 fünf hochmoderne Gaskraftwerke mit einer Nettogesamtleistung von über 6,4 GW in Betrieb genommen. Drei konventionelle Großanlagen sind noch im Bau: ein Gaskraftwerk im west-türkischen Denizli mit 775 MW Leistung (geplante Inbetriebnahme: 2013), ein Steinkohledoppelblock in Hamm mit 1.528 MW (2013/2014) und ein zweiter Steinkohledoppelblock im niederländischen Eemshaven mit 1.560 MW (2014). Nach Abschluss des Kraftwerksneubauprogramms im Jahr 2014 werden hochmoderne Gas- und Kohlekraftwerke rund 25 % unserer Erzeugungskapazität ausmachen.

Ausbau der erneuerbaren Energien wird fortgesetzt – allerdings mit geringerem Tempo. Ein Eckpfeiler unserer Klimaschutzstrategie ist der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Allerdings müssen wir hier aus finanziellen Gründen das Wachstumstempo drosseln. RWE Innogy, unsere auf Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen spezialisierte Konzerngesellschaft, wird 2013 rund 1 Mrd. € und in den beiden Folgejahren jeweils etwa 500 Mio. € in den Ausbau der erneuerbaren Energien investieren. Das ist wesentlich weniger, als wir ursprünglich geplant hatten. Das Kapazitätsziel für Ende 2014 wird RWE Innogy deshalb erst später erreichen: Nach alter Planung sollten bis dahin Erzeugungsanlagen mit insgesamt 4,5 GW in Bau oder Betrieb sein. Unsere neue Prognose bezieht sich ausschließlich auf Anlagen, die bereits am Netz sein werden. Deren Gesamtkapazität dürfte sich Ende kommenden Jahres auf etwa 3,5 GW belaufen. Auch unser Ziel für 2020 können wir nicht aufrechterhalten: Wir hatten uns vorgenommen, den Anteil der erneuerbaren Energien an unserer Stromerzeugungskapazität, der aktuell bei 8 % liegt, bis dahin auf über 20 % zu steigern.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien konzentrieren wir uns auf neue Windparks an Land (onshore) und im Meer (offshore). Der regionale Fokus liegt auf Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Belgien und Polen. Auf dem Gebiet der Offshore-Windkraft ist RWE aktuell einer der größten Investoren in Europa; allein oder mit Partnern realisieren wir derzeit drei Großprojekte mit einer Gesamtleistung von knapp 1,2 GW: Gwynt y Môr vor der Küste von Wales (576 MW), Thornton Bank vor Belgien (Ausbau von 30 auf 325 MW) und Nordsee Ost nahe Helgoland (295 MW). Der Offshore-Windpark Greater Gabbard in der englischen Nordsee mit 504 MW Nettoleistung, an dem wir zur Hälfte beteiligt sind, ist 2012 fertiggestellt worden.

In begrenztem Umfang investiert RWE Innogy auch in Biomasseanlagen. Dabei konzentriert sich das Unternehmen auf Projekte, die bereits in der Bauphase sind. Größtes aktuelles Vorhaben ist eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im schottischen Markinch. Sie wird über eine elektrische Nennleistung von 46 MW verfügen und soll noch im laufenden Jahr die Produktion aufnehmen. Zweites Biomasseprojekt von RWE Innogy ist eine Anlage mit 19 MW Nettoleistung in Enna auf Sizilien. Auch sie soll 2013 fertiggestellt werden.

Hohe Investitionen ins deutsche Stromverteilnetz. 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 eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, müssen wir in den Erhalt und den Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur investieren. Die dafür benötigten Mittel veranschlagen wir bis 2015 auf über 600 Mio. € pro Jahr. Damit Netze effektiver und flexibler genutzt werden können, entwickeln wir neue Steuer- und Regeltechniken und testen sie in Feldversuchen. Beispiele dafür sind die Projekte „Smart Country“ und „Smart Operator“, über die wir auf Seite 86 berichten.

Die Energiekosten sind immer mehr Gegenstand öffentlicher Diskussionen. Unsere Kunden erwarten von uns faire Preise und bedarfsgerechte Angebote. Mit innovativen Produkten, die auf ihre individuellen Bedürfnisse zugeschnitten sind, wollen wir unsere Marktpositionen trotz steigender Wettbewerbsintensität behaupten. Immer mehr Kunden wollen steigenden Kosten für Strom und Gas durch einen effizienteren Energieeinsatz begegnen. Wir haben dafür die passenden Lösungen, z.B. intelligente Stromzähler („Smart Meter“), eine automatische Steuerung des Verbrauchs zuhause („Smart Home“) oder Angebote rund um die Elektromobilität. Auch an Gewerbetreibende und Industrieunternehmen vermarkten wir unser Know-how zur Energieeffizienz.

Mit modernster Messtechnik und dem Energie-Controlling-System von RWE analysieren unsere Experten den Energieverbrauch und entwickeln betriebspezifische Optimierungsmaßnahmen.

Einer der wichtigsten Erfolgsfaktoren im Wettbewerb um Kunden ist die Servicequalität. Hier können wir bereits beachtliche Erfolge vorweisen. Im Februar 2013 wurden die Kundenbetreuer der RWE Vertrieb AG mit dem Deutschen Servicepreis ausgezeichnet. Verliehen wird der Preis vom Deutschen Institut für Servicequalität mit Sitz in Hamburg. RWE erreichte Platz 1 unter 65 Wettbewerbern in Deutschland. Als wesentliche Pluspunkte wurden Freundlichkeit, Individualität der Beratung und Kompetenz hervorgehoben.

Nachhaltiges Wirtschaften: Mehr als Klimaschutz und Ressourcenschonung. Unsere Nachhaltigkeitsstrategie hat viele Facetten und geht weit über die beschriebenen Maßnahmen hinaus. Beispielsweise erwartet die Gesellschaft von uns, dass wir hohe Standards bei der Arbeitssicherheit erfüllen, unsere Produkte und Dienstleistungen zu fairen Preisen anbieten und auf die Einhaltung von Umwelt- und Sozialstandards bei Zulieferern achten. Wir haben zehn Handlungsfelder definiert, in denen wir für uns die wichtigsten Herausforderungen auf dem Gebiet der unternehmerischen Verantwortung (Corporate Responsibility) sehen. 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.

Marktpositionen des RWE-Konzerns nach Absatz	Strom	Gas
Deutschland	Nr. 1	Nr. 3
Niederlande	Nr. 2	Nr. 1
Großbritannien	Nr. 4	Nr. 4
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 Nr. 3 in Ungarn
Europa insgesamt	Nr. 3	Nr. 5

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Wo RWE aktiv ist

- Etablierte Marktposition im Strom- und/oder Gasgeschäft
In Deutschland, Großbritannien und Polen auch Upstream-Geschäft mit Gas und Öl
In Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Belgien, Polen und Österreich auch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Marktpresenz im Upstream-Geschäft mit Gas und Öl (auch in Trinidad und Tobago)
- Marktpresenz in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Marktpresenz in der Stromerzeugung



Vorteile durch internationale Ausrichtung. Geografisch breit aufgestellt zu sein bietet Unternehmen erhebliche Vorteile. Diese bestehen nicht nur in der Streuung länderbezogener Risiken; die Unternehmen haben durch ihre internationale Präsenz auch mehr Optionen, ihr Geschäftsmodell weiterzuentwickeln. Der RWE-Konzern hat im vergangenen Jahr fast die Hälfte seines Außenumsatzes außerhalb seines Heimatmarktes Deutschland erzielt. Unsere Investitionen werden wir im Zeitraum von 2013 bis 2015 sogar zu fast 60% im Ausland tätigen. Regionaler Fokus unseres Strom- und Gasgeschäfts ist und bleibt Europa. Unsere wichtigsten Märkte sind Deutschland, Niederlande, Großbritannien sowie Zentralosteuropa. Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind wir auch außerhalb dieser Regionen aktiv, z.B. in Spanien und Italien. Im US-Bundesstaat Georgia betreiben wir eine der weltweit größten und modernsten Fabriken zur Herstellung von Holzpellets. Im Upstream-Geschäft reicht unser Aktionsradius ebenfalls über die

oben genannten Kernmärkte hinaus: Neben Deutschland und der britischen Nordsee schließt er auch Norwegen, Dänemark, Nordafrika, den Kaspischen Raum sowie Trinidad und Tobago ein.

In unseren reifen Märkten Deutschland, Niederlande und Großbritannien liegen die zentralen Herausforderungen in der Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur, damit diese Länder ihre ehrgeizigen Ziele im Hinblick auf Energieeffizienz und Klimaschutz erreichen können. Nur Unternehmen, die dabei eine aktive Rolle übernehmen, werden sich langfristig behaupten. Mit unseren neuen fossil befeuerten Kraftwerken, dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie unseren Produkten und Dienstleistungen rund um die Energieeffizienz wollen wir unsere Marktpositionen in diesen Ländern festigen. Darüber hinaus wollen wir von den Niederlanden aus unsere Position im belgischen Strom- und Gasvertrieb ausbauen.

Die zentralost- und südosteuropäischen Märkte zeichnen sich durch überdurchschnittliches Wirtschaftswachstum und steigenden Energiebedarf aus. Der politische Rahmen ist dort – von Ungarn abgesehen – vergleichsweise stabil. Bereits heute sind wir in Zentralosteuropa auf allen Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor tätig. In der Stromerzeugung lag der Schwerpunkt unserer Wachstumsaktivitäten zuletzt auf der Türkei – das Kraftwerksprojekt in Denizli haben wir bereits erwähnt – und auf Polen, wo wir bereits mehrere Onshore-Windparks gebaut haben. Mittelfristig werden wir in Zentralost- und Südosteuropa aber keine Großprojekte mehr in Angriff nehmen. Dafür werden wir Chancen zum Ausbau unserer Vertriebsaktivitäten nutzen. Eine solche Chance sehen wir beispielsweise in Tschechien: Wir sind dort die Nr. 1 im Gasgeschäft und wollen die bestehende Vertriebsinfrastruktur als Plattform nutzen, um auch ein führender Anbieter von Strom zu werden.

Robustes Geschäftsmodell durch Präsenz auf allen Wertschöpfungsstufen im Energiesektor. Wie bereits dargestellt, ist unser Marktumfeld zunehmend durch Unwägbarkeiten geprägt. Durch unsere Präsenz auf allen Wertschöpfungsstufen im Energiesektor und in verschiedenen Märkten können wir Risiken begrenzen. Zugleich bietet unser integriertes Geschäftsmodell vielfältige Ansatzpunkte zur Entwicklung innovativer Produkte und Dienstleistungen. Auf dem Gebiet der Stromerzeugung setzen wir auf einen breiten Energiemix. Das Netzgeschäft hat in unserem Portfolio auch künftig einen festen Platz. Beim Betrieb unserer deutschen Strom- und Gasverteilnetze haben wir 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 und Desinvestitionen werden wir so steuern, dass wir langfristig über ein ausgewogenes Portfolio aus regulierten und nicht regulierten Aktivitäten verfügen.

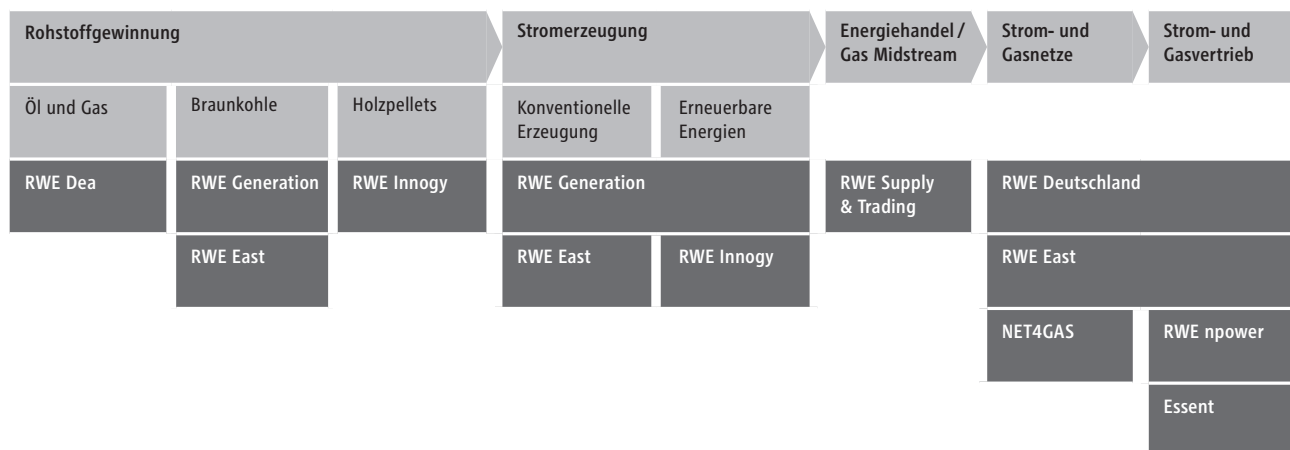
RWE Dea baut Upstream-Position aus. Die Perspektiven für unser Upstream-Geschäft sind nach wie vor gut. Wegen des dynamischen Wachstums in Schwellenländern wie China und Indien dürfte die weltweite Nachfrage nach Gas und Öl weiter steigen. Daran will RWE Dea teilhaben. Die Gesellschaft plant, ihre Gas- und Ölförderung von 30,8 Mio. Barrel Öläquivalente (OE) im vergangenen Jahr auf über 40 Mio. Barrel OE im Jahr 2014 auszubauen. Ihr betriebliches Ergebnis soll sich dann in einer Größenordnung von 800 Mio. € bewegen.

Sicherung der Zukunft durch „RWE 2015“. Vor dem Hintergrund der schwierigen Rahmenbedingungen im Energiesektor haben wir das Programm „RWE 2015“ gestartet. Mit ihm wollen wir das Unternehmen finanziell stärken und seine Wettbewerbsfähigkeit sichern. Dabei setzen wir u.a. auf Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung. Sie knüpfen nahtlos an das Ende 2012 erfolgreich abgeschlossene Effizienzsteigerungsprogramm an, das gegenüber 2006 einen dauerhaften Ergebnisbeitrag von 1,5 Mrd. € erbrachte. Bis Ende 2014 sollen 1 Mrd. € hinzukommen. In den Folgejahren werden wir weitere Maßnahmen ergreifen.

Mit „RWE 2015“ sind auch die Weichen für einschneidende Veränderungen der Organisationsstruktur gestellt worden: Zum 1. Januar 2013 haben wir nahezu die gesamte konventionelle Stromerzeugung des RWE-Konzerns in einer neuen Gesellschaft, der RWE Generation SE, zusammengeführt. Vom zentralen Management unserer Kraftwerke versprechen wir uns vielfältige Synergien. Durch Kostensenkungen und kommerzielle Optimierung der Kraftwerke wollen wir erwartete Ertragseinbußen begrenzen. Dauerhaft unrentable Anlagen werden wir stilllegen. Neben RWE Generation ging Anfang 2013 auch die RWE Group Business Services GmbH an den Start. In ihr werden wir Querschnittsfunktionen wie Rechnungswesen, Beschaffung und Personalmanagement schrittweise zusammenführen. Wir planen, weitere Konzernaktivitäten zu bündeln und so noch mehr Synergiepotenziale zu nutzen.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Struktur des RWE-Konzerns nach Wertschöpfungsstufen seit 1.1.2013



Der Wertbeitrag – die zentrale Steuerungsgröße des RWE-Konzerns. Den wirtschaftlichen Erfolg unserer Strategie messen wir daran, ob und wie sehr sie zur Steigerung des Unternehmenswertes beiträgt. Dabei legen wir das auf Seite 63 ff. erläuterte Wertmanagementkonzept zugrunde. Zentrale Steuerungsgröße für alle Aktivitäten des Konzerns ist der Wertbeitrag, den wir aus dem betrieblichen Ergebnis, den Kapitalkosten und dem eingesetzten Vermögen ableiten. Der Wertbeitrag ist neben weiteren, individuell verein-

barten Zielen auch Maßstab für die variable Vergütung unserer Führungskräfte. Dies galt bis 2012 auch für den Vorstand der RWE AG, dessen Tantiemen sich künftig an der Höhe des betrieblichen Ergebnisses ausrichten. Zu den weiteren Kriterien für die Höhe der Tantiemen zählt – neben der individuellen Zielerreichung – auch der Erfolg des Unternehmens in den zehn Handlungsfeldern auf dem Gebiet der Corporate Responsibility. Dies unterstreicht die Bedeutung, die wir Nachhaltigkeitsaspekten beimessen.

1.2 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die konjunkturelle Lage ist weiterhin angespannt. In einigen Märkten, in denen RWE aktiv ist, hat sich das Bruttoinlandsprodukt verringert. Eine positive Ausnahme ist Deutschland. Hier konnte die Wirtschaft leicht wachsen. Für Versorger sind die Rahmenbedingungen schwieriger geworden. Der massive, subventionierte Ausbau der deutschen Solar- und Windstromkapazitäten setzt die Stromgroßhandelspreise unter Druck und drängt konventionelle Kraftwerke aus dem Markt. Er hat auch wesentlich zum Preisverfall im CO₂-Emissionshandel beigetragen.

Konjunktur verliert weiter an Schwung. Die Abschwächung des weltweiten Wirtschaftswachstums hat sich 2012 fortgesetzt. Nach bislang vorliegenden Informationen ist das globale Bruttoinlandsprodukt (BIP) im abgelaufenen Geschäftsjahr aber noch um 2,3 % höher ausgefallen als 2011. In der Eurozone dürfte sich das BIP wegen der Staatsschuldenkrise verringert haben. Mit einem geschätzten Wachstum von 0,7 % war die deutsche Wirtschaft noch vergleichsweise robust. Stabilisierend wirkte sich insbesondere der private Konsum aus. Die Niederlande konnten sich dem europäischen Trend dagegen nicht entziehen; hier ging das BIP wohl um 0,9 % zurück. Großbritanniens Wirtschaftsleistung lag ebenfalls unter dem Vorjahresniveau, allerdings nur knapp. Positive Impulse gingen u.a. von den Olympischen Spielen in London aus. Bei den Staaten Zentralosteuropas zeigte sich 2012 ein uneinheitliches Bild: Während für Polen ein Plus von über 2 % veranschlagt wird, dürfte die Wirtschaft in Tschechien und Ungarn geschrumpft sein.

Witterung kühler als 2011. Während sich die wirtschaftliche Entwicklung vor allem in der Energienachfrage von Industrieunternehmen niederschlägt, wird der Energieverbrauch der Haushalte in starkem Maße von den Witterungsverhältnissen beeinflusst. Je kälter es ist, desto höher der Heizwärmebedarf. In Deutschland entsprachen die Temperaturen 2012 etwa dem Durchschnittsniveau der vorangegangenen zehn Jahre. Gleiches gilt für unser Marktgebiet Zentralosteuropa. In den Niederlanden war die Witterung etwas kühler als im Zehn-Jahres-Mittel, in Großbritannien sogar deutlich. Verglichen mit 2011 fielen die Temperaturen in allen genannten Regionen niedriger aus.

Nicht nur der Energieverbrauch, sondern auch die Stromerzeugung unterliegt Wittereeinflüssen. Eine große Rolle spielt das Windaufkommen. In Deutschland war die Auslastung unserer Windkraftanlagen insgesamt etwas geringer als 2011; in Großbritannien lag sie dagegen auf dem Niveau des Vorjahres und in Spanien sogar deutlich darüber. Auch die

Sonnenintensität wirkt sich zunehmend auf den Strommarkt aus. Dies ist Folge des massiven Ausbaus der Photovoltaikapazitäten in unserem Heimatmarkt Deutschland. Hier wurden 2012 im Landesdurchschnitt 1.622 Sonnenstunden gemessen; im Vorjahr waren es 1.790.

Konjunkturelle Abschwächung dämpft Energieverbrauch.

Die konjunkturelle Eintrübung und die kühlere Witterung hatten gegenläufigen Einfluss auf den Energiebedarf. Erhebungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) lassen darauf schließen, dass der deutsche Stromverbrauch 2012 um etwa 1 % niedriger war als im Vorjahr. Nach ersten Schätzungen wurde auch in den Niederlanden und Ungarn weniger Strom nachgefragt als 2011, in Polen dagegen etwa gleich viel und in Großbritannien sogar etwas mehr.

Beim Gas geht der BDEW für Deutschland von einem Verbrauchsanstieg um 1 % aus – hauptsächlich wegen der kühleren Witterung. In der Stromerzeugung wurde dagegen weniger Gas eingesetzt. Das ergibt sich aus der marktbedingt schwächeren Auslastung der Gaskraftwerke. Der letztgenannte Effekt dürfte ausschlaggebend für die beobachtete Verbrauchsschwäche in den Niederlanden und Großbritannien gewesen sein: Für diese Märkte wird ein Rückgang der Gasnachfrage um 5 bzw. 6 % veranschlagt. In Tschechien deuten vorliegende Daten auf einen gegenüber 2011 nahezu unveränderten Gasverbrauch hin.

Ölpreis wegen Irankrise auf Rekordniveau. Die Abschwächung des Wirtschaftswachstums schlug sich auch in der Preisentwicklung an den internationalen Rohstoffmärkten nieder. Beim Rohöl allerdings überlagerten geopolitische Faktoren den Konjunkteinfluss, allen voran der Konflikt um das Atomprogramm des Iran. Befürchtungen, dass die Spannungen eskalieren und das Ölangebot beeinträchtigen könnten, lösten zwischenzeitliche Preissteigerungen aus. Auch der Bürgerkrieg in Syrien sorgte für Verunsicherung.

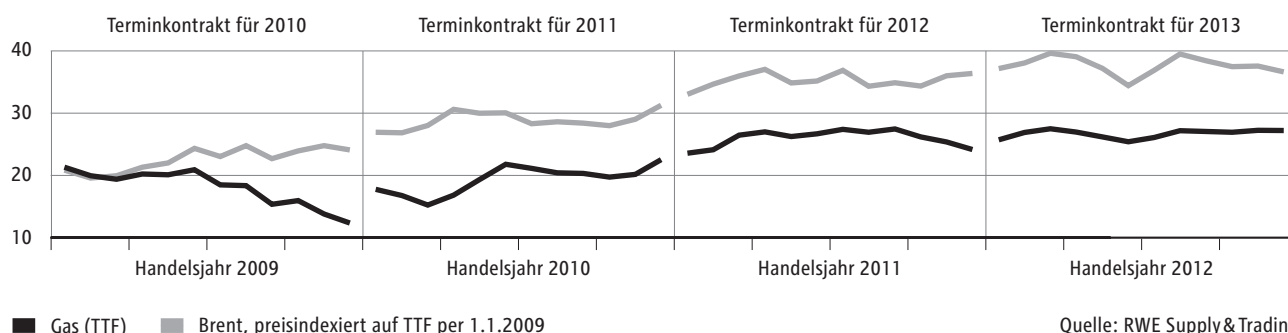
32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Der Jahresdurchschnittspreis für Rohöl der Sorte Brent lag 2012 bei 112 US\$ je Barrel und damit leicht über dem Rekordniveau des Vorjahres (111 US\$). Auf Euro-Basis hat sich Brent-Öl stärker verteuert, und zwar von 80 auf 87 €; das ergibt sich aus der Aufwertung des US-Dollars gegenüber der europäischen Leitwährung.

Preisanstieg im Gasvertrieb. Da Gaseinfuhren nach Kontinentaleuropa zum Teil auf Langfristverträgen mit Ölpreisbindung basieren, beeinflusste die Entwicklung am Ölmarkt auch die Gaspreise. Allerdings haben kurzfristigere Handelsgeschäfte an Bedeutung gewonnen. Bei diesen Transaktionen hat Öl keinen unmittelbaren Einfluss auf die Preis-

bildung. Wichtige Handelsplätze sind National Balancing Point (NBP) in Großbritannien, Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden und NetConnect Germany (NCG) in Deutschland. Die Gashandelspreise liegen seit 2009 deutlich unter denen in ölpreisindexierten Verträgen. Dies hat dazu geführt, dass zahlreiche Abnehmer – wie RWE – in Revisionsverhandlungen mit ihren Lieferanten getreten sind. Die bisherigen Ergebnisse dieser Revisionen deuten darauf hin, dass die Ölpreisbindung in den langfristigen Gasbezugsverträgen an Bedeutung verliert und die Mengen zunehmend auf Basis der Notierungen an den Gasgroßhandelsmärkten abgerechnet werden.

Ein-Jahres-Terminpreise von Gas (Großhandelsmarkt TTF) und Rohöl (Brent)
in €/MWh (Monatsdurchschnittswerte)



Gaseinfuhren nach Deutschland kosteten im Berichtsjahr geschätzte 12 % mehr als 2011. Im TTF-Sporthandel hat sich Gas ebenfalls verteuert: Die Notierungen lagen hier im Mittel bei 25 € je Megawattstunde (MWh), gegenüber 23 € im Vorjahr. Im TTF-Terminhandel wurde der Lieferkontrakt für 2013 (Forward 2013) mit 26 € je MWh abgerechnet. Der vergleichbare Vorjahreswert war ebenso hoch.

Im Endkundengeschäft haben die Gaspreise stark angezogen. In Deutschland lagen die durchschnittlichen Steigerungsraten für Privathaushalte bei 5 % und für Industrieunternehmen bei 12 %. Die genannten Kundengruppen mussten in Großbritannien jeweils 9 % mehr bezahlen und in Tschechien 17 bzw. 20 %. In den Niederlanden sind die Preise für Privathaushalte um 7 % gestiegen, während sie für Industriebetriebe annähernd unverändert blieben.

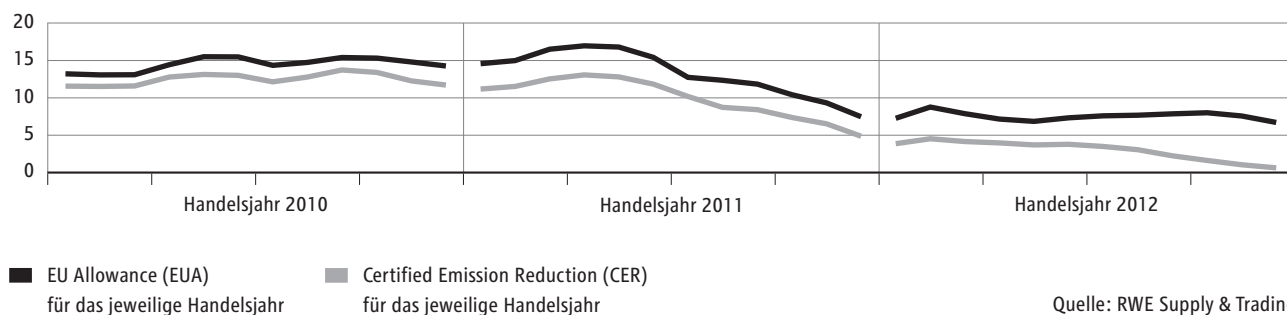
Schiefergas in den USA setzt Steinkohlepreise unter Druck. Die Preise für Kraftwerkssteinkohle haben stark nachgegeben. Im Rotterdamer Sporthandel kostete die metrische Tonne – inkl. Fracht und Versicherung – durchschnittlich 93 US\$ (72 €). Damit war Steinkohle auf Dollar-Basis 24 % und in Euro 18 % billiger als 2011. Auf der Angebotsseite ist zu beobachten, dass US-Kohleproduzenten wegen des erhöhten Konkurrenzdrucks durch kostengünstiges Schiefergas verstärkt in den Exportmarkt ausweichen. Dies brachte die Preise unter Druck. Nachfrageseitig macht sich u.a. die leichte konjunkturelle Abkühlung in China bemerkbar. Trotzdem war der asiatische Markt ausschlaggebend dafür, dass sich der globale Verbrauch von Kesselkohle weiter erhöhte. Eine wichtige Komponente der Steinkohlenotierungen sind die Preise für den Überseetransport. Wegen eines Ausbaus der Schiffskapazitäten haben diese stark nachgegeben: Die Standardroute Südafrika–Rotterdam kostete 2012 im Durchschnitt etwas über 8 US\$ je Tonne und damit deutlich weniger als im Vorjahr (10,70 US\$).

Für die in Deutschland geförderte Steinkohle wird der Preis vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt. Das Amt legt dabei die Notierungen für importierte Steinkohle zugrunde. Der BAFA-Preis reflektiert deshalb – mit einiger Verzögerung – die Entwicklung an den internationalen Märkten. Sein Durchschnittswert für 2012 lag bei Abschluss dieses Berichts noch nicht vor. Experten rechnen mit 93 € je Tonne Steinkohleeinheit; im Vorjahr betrug der BAFA-Preis 107 €.

Emissionshandel: Zertifikate deutlich billiger als 2011. Im europäischen Handel mit Emissionsrechten lagen die Notierungen weit unter dem Niveau von 2011. Im Berichtsjahr wurde das Standardzertifikat (sog. EU Allowance – EUA)

für 2012 mit durchschnittlich 7,50 € je Tonne Kohlendioxid (CO₂) gehandelt. Der vergleichbare Vorjahreswert war mit 13,20 € wesentlich höher. Der Preisrückgang ist u.a. auf die konjunkturbedingte Abschwächung von Stromerzeugung und Industrieproduktion zurückzuführen, die sich in einem geringeren Bedarf an CO₂-Zertifikaten äußerte. Eine große Rolle spielt auch der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien: Diese verdrängen zunehmend die Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke und tragen damit auch zum Rückgang der Nachfrage nach Emissionsrechten bei. Für unterjährige Preisausschläge sorgten Kontroversen über eine Initiative der EU, die darauf abzielt, das Zertifikateangebot zu verknappen. Die Umsetzung dieses Vorhabens ist ungewiss.

Preise für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandel
in €/Tonne CO₂ (Monatsdurchschnittswerte)



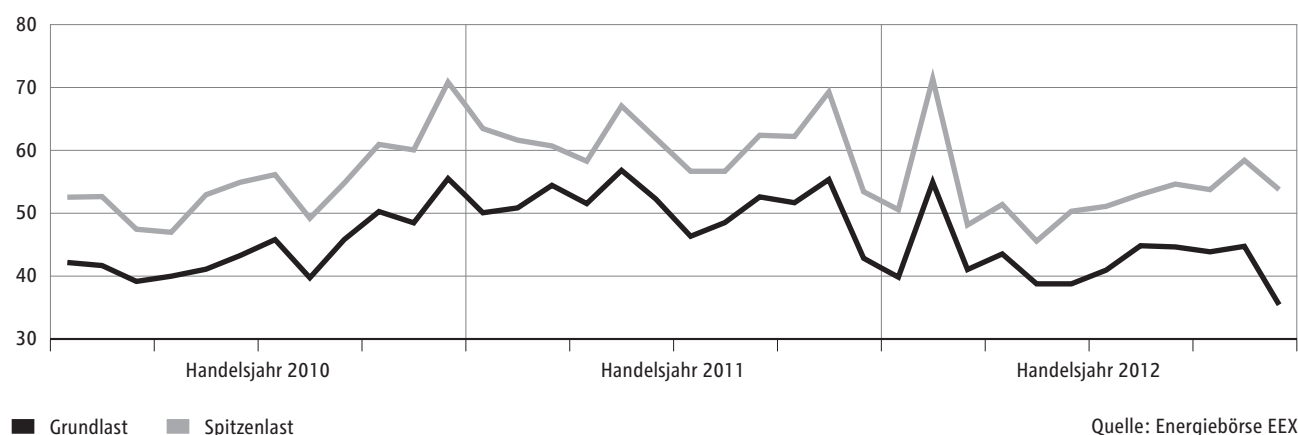
Certified Emission Reductions (CERs) – das sind Gutschriften aus emissionsmindernden Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern – haben sich noch stärker verbilligt als EUAs. Ein CER für 2012 kostete Ende Dezember nur noch etwas mehr als 0,30 €. Zum Vergleich: CERs für 2011 waren im Vorjahr noch mit durchschnittlich 9,80 € gehandelt worden. Der Preisverfall rührt einerseits daher, dass die EU absolute Obergrenzen für die Anerkennung von CERs im europäischen Emissionshandelssystem festgelegt hat. Andererseits gibt es außerhalb Europas derzeit keine bedeutenden Absatzmärkte für diese Zertifikate. Aufgrund der Vielzahl emissionsmindernder Projekte weltweit wird daher erwartet, dass weit mehr CERs generiert werden, als tatsächlich genutzt werden können.

Rückläufige Strompreise an den Großhandelsmärkten.

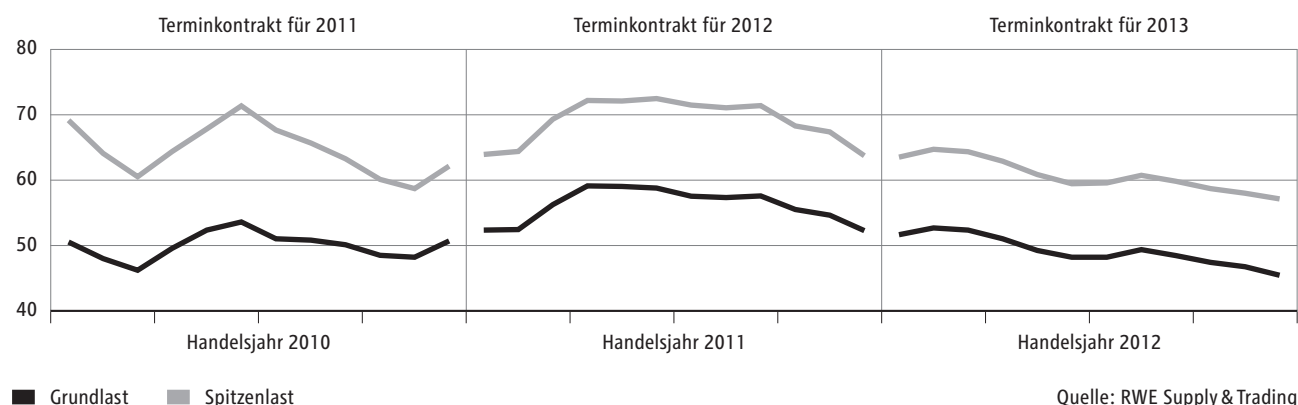
Die deutliche Verbilligung von Steinkohle und Emissionszertifikaten sowie zunehmende Einspeisungen aus Windkraft- und Solaranlagen schlugen sich im deutschen Stromgroßhandel in sinkenden Preisen nieder. Im vergangenen Jahr wurde die Megawattstunde Grundlaststrom am Spotmarkt mit durchschnittlich 43 € abgerechnet. Sie kostete damit 8 € weniger als 2011. Der Preis für Spitzenlaststrom verringerte sich um den gleichen Betrag auf 53 € je MWh. Rückläufig waren auch die Notierungen am Terminmarkt: Der Forward 2013 wurde im Durchschnitt des Jahres 2012 mit 49 € je MWh Grundlaststrom und 61 € je MWh Spitzenlaststrom gehandelt. Das sind 7 bzw. 8 € weniger, als 2011 für die entsprechenden 2012er-Forwards bezahlt werden musste.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Spotpreise am Stromgroßhandelsmarkt in Deutschland in €/MWh (Monatsdurchschnittswerte)



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



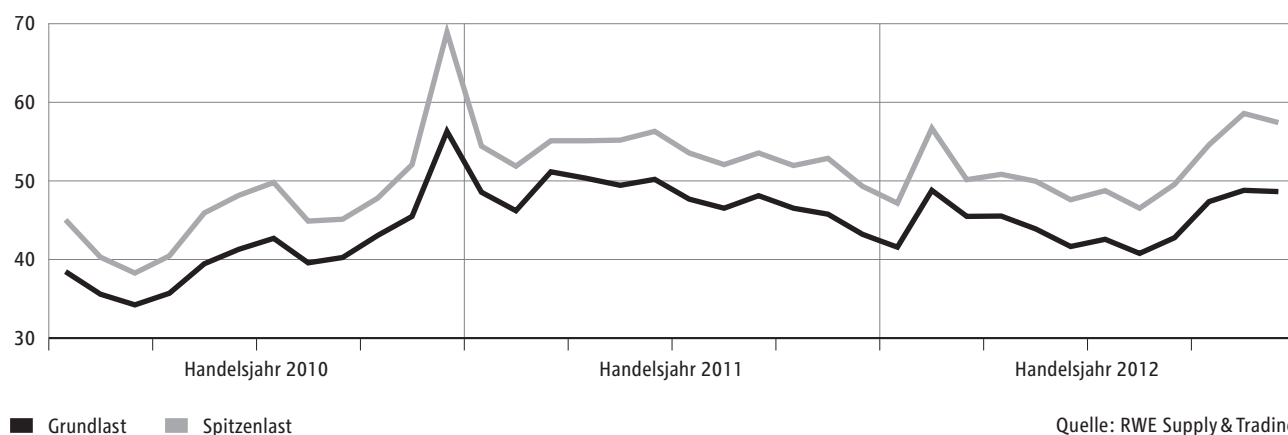
Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer deutschen Kraftwerke nahezu vollständig auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Die Preisentwicklung von 2012 hatte auf die im gleichen Jahr erzielten Erlöse daher nur einen geringen Einfluss. Maßgeblich war vielmehr, zu welchen Konditionen Stromkontrakte für 2012 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden. Für unseren im Berichtsjahr produzierten Strom haben wir in Deutschland durchschnittlich 60 € je MWh Erlöst, 3 € weniger als 2011.

Die beschriebene Preisentwicklung schlug sich negativ in den Kraftwerksmargen nieder. Diese werden ermittelt, indem man vom Strompreis die Kosten für den jeweils eingesetzten Brennstoff und für Emissionsrechte abzieht. Für unsere deutsche Stromerzeugung des vergangenen Jahres ergab sich folgendes Bild: Mit unseren Gas-, Steinkohle- und Kernkraftwerken haben wir wegen der gesunkenen Stromnotierungen niedrigere Margen erzielt als 2011. Bei der Steinkohle lag dies auch daran, dass wir im Brennstoffeinkauf höhere Preise zahlen mussten. In der Braunkohleverstromung blieben die Margen dagegen stabil: Hier wurden die strompreisbedingten Erlöseinbußen durch die Verbilligung der CO₂-Zertifikate aufgewogen.

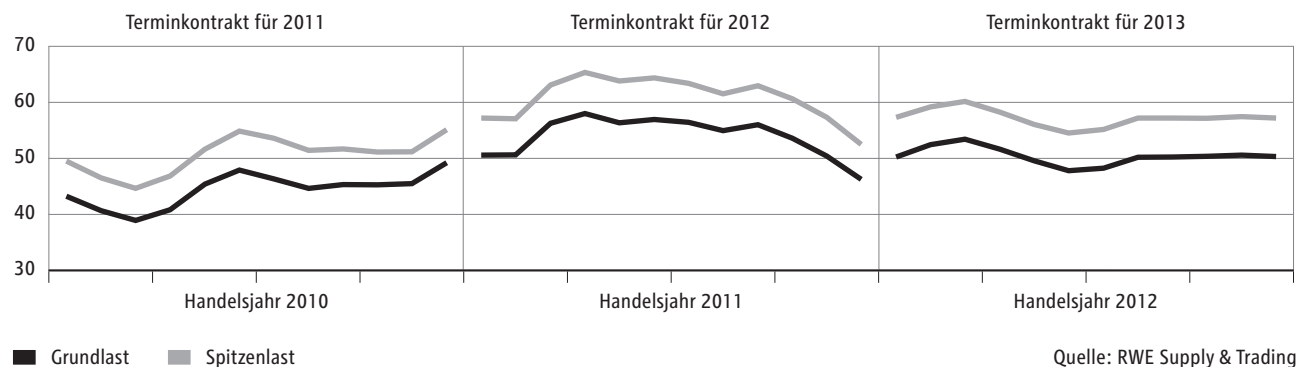
Im deutschen Endkundengeschäft ergab sich folgende Preisentwicklung: Für Privathaushalte waren die Tarife durchschnittlich 3,7 % höher als 2011, für Industrieunternehmen dagegen 1,4 % niedriger. Letztere sind per Gesetz vom Juli 2011 unter bestimmten Voraussetzungen von den Netzentgelten befreit; dementsprechend höher fallen die Zahlungen der übrigen Stromkunden aus. Auch die Förderung der erneuerbaren Energien beeinflusste die Strompreisentwicklung. Die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist von 2,05 Cent je Kilowattstunde (kWh) im Jahr 2010 auf zunächst 3,53 Cent (2011) und dann 3,59 Cent (2012) erhöht worden. Hauptgrund ist der rasante Ausbau der

Photovoltaikkapazitäten. Die wesentliche Anhebung der Umlage fand zwar bereits 2011 statt, floss aber vielfach zeitverzögert in die Endkundenpreise ein. Für 2013 wurde die Umlage auf 5,28 Cent festgesetzt. Gegenüber 2010 ergibt sich daraus ein Anstieg um durchschnittlich 37 % pro Jahr. Ebenso wie bei den Netzentgelten werden Industrieunternehmen auch bei der EEG-Umlage Entlastungen gewährt. Voraussetzung ist u.a., dass der jährliche Stromverbrauch eine bestimmte Schwelle überschreitet. Dieser Wert ist zum 1. Januar 2012 von 10 Gigawattstunden (GWh) auf 1 GWh gesenkt worden.

Spotpreise am Stromgroßhandelsmarkt in Großbritannien
in £/MWh (Monatsdurchschnittswerte)



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



32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

In Großbritannien haben sich die Stromgroßhandelspreise ebenfalls verringert. Am Spotmarkt beliefen sie sich im Durchschnitt auf 45 £ (55 €) je MWh Grundlaststrom und 51 £ (63 €) je MWh Spitzenlaststrom. Sie waren damit 3 bzw. 2 £ niedriger als 2011. Am Terminmarkt notierte der Grundlast-Forward 2013 mit durchschnittlich 50 £ (62 €) je MWh und damit 4 £ unter dem Preis, der 2011 für den Forward 2012 gezahlt wurde. Spitzenlaststrom hat sich auf dieser Vergleichsebene um ebenfalls 4 £ auf 57 £ (70 €) verbilligt. Der Preisrückgang am Terminmarkt wäre noch höher ausgefallen, hätte nicht die britische Regierung die Einführung einer Steuer auf CO₂-Emissionen zum 1. April 2013 beschlossen. Durch die Abgabe wird sich die Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen verteuern (siehe Seite 47).

RWE verkauft auch den außerhalb Deutschlands produzierten Strom größtenteils auf Termin. Die Margen, die wir dabei für unsere britischen Gas- und Steinkohlekraftwerke erzielen, fielen niedriger aus als 2011. Allerdings sind die bei Transaktionen am Spotmarkt erzielbaren Margen attraktiver geworden. Das hatte zur Folge, dass sich 2012 die Auslastung unserer Steinkohlekraftwerke stark verbesserte. Im britischen Endkundengeschäft sind die Entgelte für Privathaushalte um durchschnittlich 6% gestiegen. Für Industrieunternehmen hat sich Strom in ähnlichem Maße verteuert.

In den Niederlanden werden die Notierungen im Stromgroßhandel stark von der Entwicklung in Deutschland beeinflusst und damit auch von der Zunahme der Einspeisungen nach dem EEG. Das ergibt sich aus grenzüberschreitenden Stromflüssen. Dafür stehen allerdings nur begrenzte Netzkapazitäten zur Verfügung. Deshalb war es möglich, dass 2012 die Terminpreise in den beiden Ländern auseinanderliefen: In den Niederlanden notierte der Grundlast-Forward für 2013 im vergangenen Jahr mit durchschnittlich 52 € je MWh. Das sind etwa 3 € mehr als in Deutschland. Die Preisdifferenz ist im Jahresverlauf von 1 auf 7 € gestiegen. Eine Rolle spielte dabei, dass niederländische Steinkohlekraftwerke seit dem 1. Januar 2013 zusätzliche steuerliche Belastungen tragen müssen; dies schlägt sich in höheren Strompreisen nieder. Die Margen unserer niederländischen Steinkohle- und Gaskraftwerke haben sich 2012 – ähnlich wie in Deutschland – verschlechtert. Im Endkundengeschäft sind die Preise für Haushalte um durchschnittlich 5% gestiegen. Für Industrieunternehmen haben sie sich dagegen nicht nennenswert verändert.

In unseren zentralosteuropäischen Strommärkten war folgende Entwicklung der Endkundenpreise zu beobachten: In Polen stiegen die Tarife für Privathaushalte um 9% und in der Slowakei um gut 2%, während sie in Ungarn etwa auf Vorjahreshöhe lagen. Teilweise vergünstigt haben sich die Stromlieferungen für Industrieunternehmen, und zwar um ca. 1% in Polen und ca. 2% in der Slowakei. In Ungarn mussten diese Kunden dagegen 3% mehr bezahlen.

1.3 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

In den vergangenen Jahren hat die Politik verstärkt in das Energiegeschäft eingegriffen, leider meist zum Nachteil der Versorger. Dieser Trend war auch 2012 zu beobachten. In Deutschland schuf der Gesetzgeber die Möglichkeit, Kraftwerksbetreibern die Stilllegung unrentabler Anlagen zu verbieten; die niederländische Regierung hat Stromerzeugern eine Kohlesteuer auferlegt; und in Ungarn wurde gleich ein ganzes Maßnahmenpaket zulasten der Energieversorger geschnürt, das Züge von Willkür trägt. Aber es gab auch Lichtblicke: Das Finanzgericht Hamburg hat das deutsche Kernbrennstoffsteuergesetz als verfassungswidrig eingestuft. Nun muss das Bundesverfassungsgericht über seine Rechtmäßigkeit entscheiden.

Neue Haftungsregeln sollen Hürden für Offshore-Windparks abbauen. Am 28. Dezember 2012 ist eine Novelle des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in Kraft getreten, die u.a. die Haftung bei einer verzögerten Netzanbindung von Offshore-Windparks regelt. Demnach müssen die Übertragungsnetzgesellschaften für die Erlöseinbußen der Windparkbetreiber aufkommen. Die Ausgleichszahlungen sind jedoch gedeckelt: Sie belaufen sich auf maximal 17,5 Mio. € bei einfacher und maximal 110 Mio. € bei grober Fahrlässigkeit. Der darüber hinausgehende Schaden wird auf die Verbraucher umgelegt, und zwar bis höchstens 0,25 Cent je Kilowattstunde (kWh). Die Entschädigung an den Windparkbetreiber beträgt 90 % der entgangenen EEG-Einspeisevergütung. Zu leisten ist sie ab dem elften Tag einer andauernden Unterbrechung der Netzeinspeisung infolge von Netzstörungen oder eines verspäteten Netzanschlusses. Voraussetzung für die Anerkennung einer Verzögerung ist, dass die Fundamente der Windturbinen und die Umspannstation des Windparks fertiggestellt sind. Derzeit lässt sich noch nicht absehen, in welchem Umfang wir Schadensersatzansprüche für erwartete Verspätungen beim Bau unseres Offshore-Windparks Nordsee Ost in Anspruch nehmen können (siehe Seite 71).

Stilllegungsverbot von Kraftwerkskapazitäten zur Sicherung der Stromversorgung eingeführt. Ebenfalls im Rahmen der EnWG-Novelle hat der Gesetzgeber zum 1. Januar 2013 neue Vorschriften erlassen, mit denen sichergestellt werden soll, dass auch in Engpasszeiten genug Kraftwerksleistung zur Verfügung steht. Das Recht der Betreiber, Kapazitäten abzubauen, wird eingeschränkt. Die Stilllegung eines Kraftwerks ab 10 Megawatt (MW) muss der Bundesnetzagentur zwölf Monate im Voraus gemeldet werden. Sie kann für Anlagen ab 50 MW auch untersagt werden. Voraussetzung dafür ist, dass der zuständige Übertragungsnetzbetreiber das Kraftwerk als „systemrelevant“ einstuft und

damit für erforderlich hält, um die Netzstabilität zu sichern. Die Anlagen müssen gegebenenfalls gegen angemessene Vergütung als Notfallreserve betriebsbereit gehalten werden.

Welche Kraftwerke als systemrelevant gelten werden, soll bis Ende März 2013 feststehen. Die Übertragungsnetzbetreiber werden bis dahin eine Liste der betroffenen Kraftwerke erstellen. Wir gehen davon aus, dass RWE-Anlagen nicht darin enthalten sein werden, da sie größtenteils außerhalb der Regionen stehen, in denen Engpässe drohen. Die EnWG-Novelle lässt über eine Verordnungsermächtigung auch die Möglichkeit zu, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Reservekraftwerke per Ausschreibung ermitteln. Dieses Vorgehen war vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vorgeschlagen worden. Auch RWE befürwortet das Konzept, weil es marktkonformer ist als ein Stilllegungsverbot. Ob die Bundesregierung die Alternative zulassen wird, ist noch offen.

Finanzgericht Hamburg hält Kernbrennstoffsteuer für verfassungswidrig. Im Januar 2013 hat das Finanzgericht Hamburg die bundesweit erste Entscheidung in einem Klageverfahren gegen die 2011 eingeführte Kernbrennstoffsteuer getroffen. Nach Einschätzung der Hamburger Richter ist das Kernbrennstoffsteuergesetz formell verfassungswidrig, weil die Kernbrennstoffsteuer nicht die Wesensmerkmale einer Verbrauchsteuer aufweise, für die der Bund die Gesetzgebungskompetenz hat. Eines dieser Merkmale ist, dass der Verbraucher die Steuerlast tragen soll. Die Kernbrennstoffsteuer habe dagegen den Zweck, die Gewinne der Betreiber von Kernkraftwerken abzuschöpfen. Schon in der Begründung des Kernbrennstoffsteuergesetzes war festgehalten worden, dass eine Überwälzung der Steuer allenfalls in geringem Umfang möglich sein werde. Das Finanzgericht Hamburg hat das Kernbrennstoffsteuergesetz dem Bundesverfassungsgericht zur Überprüfung vorgelegt.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Gesetzgebungsverfahren zur Suche und Auswahl eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle. Mit dem vorzeitigen Kernenergieausstieg in Deutschland ist auch die Frage der Endlagerung hochradioaktiver Abfälle wieder in den Fokus der Politik gerückt. In einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe wird seit Herbst 2011 ein Gesetz zur Suche und Auswahl eines dafür geeigneten Standorts vorbereitet, das noch im laufenden Jahr und möglichst im breiten Parteikonsens beschlossen werden soll. Die bislang vorliegenden Entwürfe sehen vor, dass der Standort deutschlandweit und ohne Vorfestlegung gesucht wird. Noch ist ungeklärt, welche Kriterien dabei angelegt werden und welche Behörden zuständig sind. Für die Kosten des Auswahlverfahrens, die auf über 2 Mrd. € geschätzt werden, sollen die Betreiber der Kernkraftwerke aufkommen. Der Auswahlprozess soll bis zum Jahr 2029 abgeschlossen sein. Das eigentliche Genehmigungsverfahren und die Errichtung des Endlagers sind hier noch nicht berücksichtigt.

Bundesregierung erhöht Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Mitte 2012 hat die Bundesregierung das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) novelliert, um Investitionen in KWK-Anlagen attraktiver zu machen. Das neue KWKG ist am 19. Juli in Kraft getreten. Die Bundesregierung will damit erreichen, dass der Anteil von KWK-Strom an der gesamten Stromerzeugung bis 2020 auf 25 % steigt. 2011 lag er bei 16 %. Bei Kraft-Wärme-Kopplung wird neben dem Strom auch die miterzeugte Wärme genutzt. KWK-Anlagen können dadurch Wirkungsgrade von 80 bis 90 % erreichen. Durch die Novelle des KWKG sind die Zuschläge für KWK-Strom um 0,3 Cent/kWh erhöht worden. Sie liegen jetzt, je nach installierter Leistung, zwischen 5,41 Cent je kWh (bis 50 Kilowatt) und 1,8 Cent je kWh (über 2 MW). Bezuschusst werden nun auch durch KWK-Anlagen gespeiste Wärme- und Kältespeicher. Laut Gesetz soll die KWK-Förderung 750 Mio. € pro Jahr nicht übersteigen. Finanziert wird sie über die KWK-Umlage vom Stromkunden.

Strengere Grenzwerte für Industrieemissionen. Im Jahr 2012 stand auch die nationale Umsetzung einer EU-Richtlinie über Industrieemissionen auf der politischen Agenda. Die „Industrial Emissions Directive“ (IED) war bereits am 6. Januar 2011 in Kraft getreten. Danach hatten die EU-Länder zwei Jahre Zeit, sie in nationales Recht zu überführen. Die IED ist das zentrale europäische Regelwerk für die

Zulassung und den Betrieb von Industrieanlagen – und damit auch von Kraftwerken. Sie legt EU-weite Grenzwerte für den Ausstoß von Stickstoffoxiden (NO_x), Staub und anderen Luftschadstoffen fest, die ab 2016 für Bestandsanlagen gelten. Ziel ist der Abbau von Wettbewerbsverzerrungen. Den EU-Ländern steht allerdings frei, noch strengere Bestimmungen zu erlassen.

Die IED hat in Deutschland zur Anpassung von mehreren Gesetzen und Verordnungen geführt. Allerdings konnte die Übertragung in nationales Recht nicht im geforderten Zeitrahmen abgeschlossen werden: Bei Redaktionsschluss für diesen Bericht lag zwar der Entwurf einer Verordnung zu Emissionsgrenzwerten vor; die Zustimmung durch den Bundestag stand aber noch aus. Im Gesetzgebungsprozess zur IED deutete sich zunächst an, dass die deutschen Anforderungen weit über die IED und die bisherigen nationalen Bestimmungen hinausgehen könnten. Dies hätte zu immensen Zusatzbelastungen für fossil befeuerte Kraftwerke geführt. Inzwischen ist aber davon auszugehen, dass sich Deutschland in wesentlichen, wenn auch nicht in allen Punkten an den Brüsseler Vorgaben orientiert. Verschärfen werden sich die Auflagen insbesondere für Staub. Gleiches gilt für Quecksilber, obwohl es nicht Gegenstand der IED ist. Die neuen Standards werden von unseren Kraftwerken bereits im Wesentlichen eingehalten.

Auch Großbritannien hat sich bei der Umsetzung der IED in nationales Recht Zeit gelassen. Für die Teilstaaten England und Wales, in denen die Kraftwerke von RWE npower stehen, zeichnet sich ab, dass die Auflagen restriktiver ausfallen als die IED. Von den RWE-Kraftwerken werden sie aber zum großen Teil bereits erfüllt. Anlagen, die den neuen Anforderungen im Jahr 2016 noch nicht entsprechen, können während einer Übergangsphase schrittweise an die Einhaltung der Grenzwerte herangeführt werden. Ihre Betreiber haben bis 2019 Zeit, die erforderlichen Nachrüstmaßnahmen vollständig umzusetzen.

In den Niederlanden wurde die IED fristgerecht in nationales Recht überführt. Die Emissionsgrenzwerte sind strenger als in der Richtlinie, sehen jedoch großzügige Regelungen für bestehende Anlagen vor. Diese können weiterbetrieben werden, wenn sie die in ihrer Betriebsgenehmigung festgelegten Grenzwerte einhalten. Nachrüstinvestitionen sind dann

nicht erforderlich. Bei Stickstoffoxiden soll es ein Abkommen zwischen Regierung und Industrie geben, das Obergrenzen nur auf Ebene der Unternehmen und Sektoren vorsieht: Das heißt, einzelne Anlagen können die Grenzwerte überschreiten, solange die Unternehmens- und Sektorvorgaben eingehalten werden. Ein ähnlicher Weg ist bereits bei Schwefeldioxid (SO₂) eingeschlagen worden.

Stromerzeuger in den Niederlanden müssen Kohlesteuer entrichten. Zum 1. Januar 2013 hat die niederländische Regierung eine bis dato geltende Befreiung der Stromerzeuger von der Kohlesteuer abgeschafft. Bislang war der Bezug von Kohle steuerfrei, wenn diese in Kraftwerken mit einem Wirkungsgrad von mindestens 30 % eingesetzt wurde. Seit 2013 sind 14,03 € je metrische Tonne zu entrichten. Das bringt erhebliche Belastungen für uns. Betroffen ist das Kraftwerk Amer mit den Blöcken 8 und 9, die gemeinsam auf 1.245 MW Nettoleistung kommen, und künftig auch der 1.560-MW-Steinkohledoppelblock in Eemshaven, der 2014 ans Netz gehen soll.

Großbritannien: Regierung legt Gesetzentwurf zur Reform des Strommarktes vor. Im November 2012 hat das britische Parlament einen Gesetzentwurf („Energy Bill“) veröffentlicht, der die Eckpunkte einer grundlegenden Reform des britischen Strommarktes festlegt. Hauptziel ist die Stärkung des Klimaschutzes. Der Gesetzentwurf lehnt sich eng an ein Rahmenkonzept („White Paper“) an, das 2011 von der Regierungskoalition aus Konservativen und Liberalen beschlossen worden war. Auf wesentliche Details der Reform wird im Gesetzentwurf noch nicht eingegangen. Diese sollen durch entsprechende Verordnungen konkretisiert werden. Die Verabschiedung des Gesetzes wird für Herbst 2013 erwartet.

Mit der Strommarktreform will die Regierung die Weichen dafür stellen, dass die CO₂-Intensität der britischen Stromerzeugung bis 2030 von heute 0,5 Tonnen CO₂ je Megawattstunde (MWh) auf 0,1 Tonnen sinkt. Ein verbindliches Reduktionsziel gibt es vorerst nicht. Erneuerbare Energien sollen 2020 mindestens 15 % des Endenergiebedarfs decken und zu mindestens 30 % der Stromerzeugung beitragen.

Im Gesetzentwurf vorgesehen ist u.a. ein neues Vergütungssystem für klimaschonend erzeugten Strom aus regenerativen Quellen, aus Kernkraft und aus fossilen Brennstoffen in Kombination mit der Abtrennung und Speicherung von CO₂. Das bestehende System zur Förderung der erneuerbaren Energien soll 2017 nach einer Übergangsphase abgelöst werden. Derzeit erhalten Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien sogenannte „Renewables Obligation Certificates“ (ROCs). In Zukunft soll es einen als „Contract for Difference“ (CFD) bezeichneten Mechanismus geben. Der Grundgedanke dabei ist, dass den Stromproduzenten eine Vergütung für ihre Einspeisungen ins Netz vertraglich garantiert wird. Liegt der Preis, den sie am Großhandelsmarkt erzielen, unter dieser Vergütung, wird ihnen die Differenz erstattet. Liegt er darüber, müssen sie Zahlungen leisten. Finanziert wird die Förderung von den Vertriebsgesellschaften, und zwar entsprechend den Mengen, die sie von den Stromproduzenten beziehen. Die ersten CFD-Verträge sollen im Jahr 2014 geschlossen werden.

Die Strommarktreform umfasst auch die Einführung eines sogenannten Emissionsstandards. Für neue Kraftwerke sollen die zulässigen CO₂-Emissionen auf 450 Gramm CO₂ je erzeugte Kilowattstunde Strom begrenzt werden. Damit können nur noch solche Kohlekraftwerke gebaut werden, 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 Einschätzungen der Regierung zunehmend an Bedeutung. Auch in Großbritannien dürfte der Ausbau der erneuerbaren Energien die Margen konventioneller Kraftwerke schmälern. Dadurch kann der Fall eintreten, dass systemrelevante Anlagen unrentabel werden. Damit trotzdem genügend Erzeugungsleistung zur Verfügung steht, soll es Auktionen geben, bei denen Kraftwerksbetreiber gegen Entgelt Kapazitäten anbieten, die sie bei Engpässen bereitstellen müssen. Es wird erwartet, dass die ersten Auktionen bereits 2014 stattfinden. Sie sollen Kapazitäten betreffen, die für die Jahre 2018 und 2019 angeboten werden.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Bereits im April 2011 wurde mit dem „Financial Act“ eine Steuer auf CO₂-Emissionen eingeführt. Diese wird ab April 2013 erhoben. Neben den Kosten für Emissionsrechte haben Betreiber von Kohle- und Gaskraftwerken dann noch weitere Belastungen zu tragen. Der anfängliche Steuersatz liegt bei 4,94 £ je Tonne CO₂. Er soll jährlich angehoben werden. Die Regierung will so erreichen, dass die Gesamtkosten für CO₂-Emissionen im Jahr 2020 mindestens 30 £ je Tonne CO₂ betragen.

Ungarische Regierung bürdet Energieversorgern hohe Zusatzlasten auf. In Ungarn haben sich die bereits schwierigen energiepolitischen Rahmenbedingungen dramatisch verschlechtert. Vor allem die steuerlichen Belastungen für Versorger sind stark angestiegen. Die ungarische Regierung hat beschlossen, eine ursprünglich befristete Sondersteuer für Unternehmen der Branchen Energie, Telekommunikation und Einzelhandel auch nach 2012 zu erheben. Der Kreis der Steuerpflichtigen ist erweitert worden. Außerdem gelten nun höhere Steuersätze: Für Energieunternehmen ist der Tarif von 8 auf 31 % gestiegen. Nachdem die Abgabe bislang lediglich

Versorger betraf, die im nicht regulierten Geschäft tätig waren, werden fortan auch Einkünfte aus regulierten Aktivitäten einbezogen. Inklusive Körperschaftsteuer (19%) haben Energieversorger nun eine Ertragsteuerbelastung von 50% zu tragen. Darüber hinaus hat die Regierung in Budapest eine Kabelsteuer eingeführt, die ab 2013 erhoben wird. Betroffen sind Strom-, Gas-, Fernwärme- und Wasserversorger sowie Telekommunikationsunternehmen. Sie müssen jährlich 125 Forint (0,43 €) pro Meter Kabel oder Leitung zahlen. Auch vonseiten der Regulierungsbehörden wurden den Versorgern zusätzliche Lasten aufgebürdet: Das Energieamt und das Ministerium für Nationale Entwicklung haben festgelegt, dass die Netzentgelte sowie die Strom- und Gasstarife im regulierten Vertriebssegment gesenkt werden müssen. Ziel ist ein Rückgang der Endkundenpreise für Strom und Gas um 10%.

Die dargestellten Neuregelungen werden das betriebliche Ergebnis des laufenden Geschäftsjahres in Summe mit etwa 60 Mio. € belasten.

1.4 WESENTLICHE EREIGNISSE

Im zurückliegenden Geschäftsjahr haben wir viel getan, um RWE für schwierige Zeiten zu rüsten. Ein Meilenstein ist das Programm „RWE 2015“, das wir im Sommer auf den Weg gebracht haben. Es sieht bis 2014 Effizienzverbesserungen von 1 Mrd. € vor und macht uns organisatorisch schlagkräftiger. Ein wichtiger Schritt ist die Bündelung unserer konventionellen Stromerzeugung in einer neuen Gesellschaft. Mit Desinvestitionen im Gesamtvolumen von 2,1 Mrd. € haben wir unsere Finanzkraft gestärkt. Erfolgreich waren wir auch bei der Modernisierung unseres Erzeugungsportfolios: Vier Großkraftwerke mit sechs Gigawatt Gesamtleistung nahmen 2012 den kommerziellen Betrieb auf.

Programm „RWE 2015“ gestartet – Gründung einer europäischen Erzeugungsgesellschaft. Vor dem Hintergrund der schwierigen Rahmenbedingungen im Energiesektor hat der Vorstand der RWE AG Anfang August 2012 das Programm „RWE 2015“ beschlossen. Darin konkretisiert er, wie das Unternehmen finanziell entlastet und seine Wettbewerbsfähigkeit gesichert werden soll. Eine Schlüsselrolle spielen dabei Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung. Im Anschluss an das Ende 2012 ausgelaufene Effizienzsteigerungsprogramm wollen wir mit „RWE 2015“ weitere Ergebnispotenziale erschließen. Unser Zielwert liegt bei 1 Mrd. €; ihn wollen wir bis Ende 2014 erreichen. Das neue Effizienzsteigerungsprogramm erstreckt sich auf alle Konzerngesellschaften. Die Maßnahmen zielen auf Verbesserungen der operativen Prozesse ab, aber auch auf Einsparungen bei Verwaltung und IT.

Mit „RWE 2015“ wurden auch die Weichen für einschneidende Veränderungen der Organisationsstruktur gestellt. Ein wichtiger Schritt ist inzwischen vollzogen: Zum 1. Januar 2013 haben wir die RWE Generation gegründet. In der neuen Gesellschaft mit Sitz in Essen haben wir nahezu unsere gesamte konventionelle Stromerzeugung unter einem Management zusammengeführt. Die deutschen Steinkohle- und Gaskraftwerke, die ursprünglich zur RWE Power gehörten, wurden auf RWE Generation übertragen. Die neue Konzerngesellschaft steuert außerdem die britischen und niederländischen Kohle-, Gas- und Biomassekraftwerke sowie künftig auch das noch im Bau befindliche Gaskraftwerk im türkischen Denizli. Unsere deutschen Kernenergieanlagen, Braunkohlekraftwerke, Tagebaue und der Betrieb der Wasserkraftwerke verbleiben bei der RWE Power AG, die durch die RWE Generation gesteuert wird. Die RWE Technology GmbH wird als Projektmanagement- und Engineering-Gesellschaft ebenfalls vom neuen Unternehmen geführt. RWE Generation hat die Rechtsform einer europäischen Aktiengesellschaft (Societas Europaea – kurz: SE). Vorstandsvorsitzender ist Matthias Hartung, der zuvor Vorsitzender der Geschäftsführung von RWE Technology war.

Desinvestitionen von 2,1 Mrd. € getätigt. Ein wichtiger Bestandteil des Maßnahmenpakets zur Stärkung unserer Finanzkraft ist der Verkauf von Unternehmensteilen. Nachdem wir 2011 bereits unser deutsches Gasfernleitungsnetz, eine Kraftwerksbeteiligung und die Mehrheit am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion veräußert hatten, konnten wir 2012 eine Reihe weiterer Transaktionen mit einem Gesamtvolumen von 2,1 Mrd. € abschließen. Im zurückliegenden Geschäftsjahr wurden insbesondere folgende Aktivitäten abgegeben:

- Eine Beteiligung an den Berliner Wasserbetrieben von 24,95%; Käufer ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft des Landes Berlin. Die Transaktion umfasst auch zwei von RWE gewährte Gesellschafterdarlehen. Vollzogen wurde sie im Oktober, wirtschaftlicher Stichtag war der 1. Januar 2012. Der Preis betrug 658 Mio. € einschließlich seit Jahresbeginn aufgelaufener Zinsen.
- Eine Beteiligung an der Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft (KEVAG) in Höhe von 57,5%; verkauft haben wir sie im Dezember für 222 Mio. € an die EKO2 GmbH. Gesellschafter von EKO2 sind die Stadt Koblenz, die Stadtwerke Koblenz, Thüga und die Energiebeteiligungsgesellschaft Mittelrhein.
- Eine Beteiligung am saarländischen Regionalversorger VSE in Höhe von 19,33%; lokale Stadt- und Gemeindewerke (15,33%) und das Saarland (4%) haben sie im Juni von uns übernommen. RWE hält mit 50% plus einer Aktie weiterhin die Mehrheit an VSE.
- Eine Beteiligung an der Emscher Lippe Energie (ELE) in Höhe von 28,9%. Erworben wurde sie von unseren Mitanteileseignern; dies sind die Kommunen Gladbeck, Bottrop und Gelsenkirchen. Auch hier behält RWE mit 50,1% die Mehrheit am Unternehmen. Die Transaktion wurde im Dezember abgeschlossen.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

- Eine Beteiligung von 20% an der norwegischen Ölförderlizenz „Edvard Grieg“; Käufer war im Dezember die OMV (Norge) AS, eine Tochtergesellschaft der österreichischen OMV. Der Preis belief sich auf 255 Mio. € inkl. Zinsen. Abhängig vom Erreichen bestimmter Projektziele fällt eine weitere Zahlung von bis zu 35 Mio. € an. Die Fördertätigkeit aus Edvard Grieg soll 2015 aufgenommen werden. Die dem 20%-Anteil entsprechenden Reserven werden auf etwa 38 Mio. Barrel Öläquivalente veranschlagt. Durch den Verkauf fallen unsere künftigen Investitionen um rund 650 Mio. € niedriger aus.
- Horizon Nuclear Power, ein Joint Venture mit E.ON in Großbritannien; das Gemeinschaftsunternehmen ist im November vom japanischen Industriekonzern Hitachi übernommen worden. Der Preis lag bei 696 Mio. £ und floss RWE und E.ON jeweils hälftig zu. Horizon wurde 2009 gegründet. Sein Zweck sind die Entwicklung, der Bau und der Betrieb neuer Kernkraftwerke in Großbritannien. Ende März 2012 hatten E.ON und RWE bekannt gegeben, dass sie aus strategischen Gründen die Arbeit im Joint Venture beenden. Inzwischen verfolgen wir generell keine Pläne mehr zum Bau von Kernkraftwerken.

RWE stockt Beteiligung an österreichischem Energieversorger auf. Ende September haben wir eine Beteiligung von 12,85% am regionalen Versorger KELAG erworben. Verkäufer ist die Kärntner Energieholding KEH, deren Anteil an der KELAG sich damit auf 51% verringerte. Über die KEH, die zu 51% dem Land Kärnten und zu 49% RWE gehört, waren wir bislang lediglich mittelbar an der KELAG beteiligt. Direkt und indirekt halten wir jetzt knapp 38% an dem Versorger; vor der Transaktion waren es etwas über 31%. Vom Kaufpreis in Höhe von 225 Mio. € flossen über die KEH 96 Mio. € an uns zurück. Die KELAG mit Sitz in Klagenfurt gehört zu den großen Stromerzeugern aus Wasserkraft in Österreich.

Vier neue Kraftwerke gehen ans Netz. Bei der Modernisierung und Erweiterung unserer konventionellen Stromerzeugungskapazitäten haben wir im abgelaufenen Geschäftsjahr weitere Etappenziele erreicht: Gleich vier hochmoderne Kraftwerke nahmen den kommerziellen Betrieb auf. Gemeinsam kommen sie auf eine Nettoleistung von rund 6.000 Megawatt (MW). Im Einzelnen handelt es sich um folgende Anlagen:

- Im Januar 2012 ging das Gaskraftwerk Claus C offiziell ans Netz – mehrere Monate früher als geplant. Die Anlage am niederländischen Standort Maasbracht verfügt über eine Nettogesamtleistung von 1.304 MW. Mit einem Wirkungsgrad von über 58% gehört sie zu den effizientesten und umweltfreundlichsten ihrer Art. Das Investitionsvolumen betrug 1,1 Mrd. €.
- Im Februar folgte mit Moerdijk 2 ein zweites Gaskraftwerk in den Niederlanden. Die Anlage kommt auf eine Nettoleistung von 426 MW. Ihr Wirkungsgrad liegt ebenfalls bei über 58%. Wir haben 0,4 Mrd. € dafür ausgegeben.
- Anfang Juli bzw. Anfang August starteten die beiden Blöcke unseres neuen Braunkohlekraftwerks in Neurath bei Köln den kommerziellen Betrieb. Die Anlage mit einer Gesamtleistung von 2.100 MW hatte bereits seit Anfang 2012 Strom produziert. Mit einem Wirkungsgrad von über 43% erfüllt sie die höchsten Effizienzstandards in der Braunkohleverstromung. Das Investitionsvolumen belief sich auf 2,6 Mrd. €.
- Im September schließlich nahm RWE npower ein neues Gaskraftwerk im walisischen Pembroke offiziell in Betrieb. Die insgesamt fünf Blöcke hatten bereits seit Mai sukzessive die kommerzielle Stromproduktion aufgenommen. Zusammen haben sie eine Nettoleistung von 2.188 MW. Ihr Wirkungsgrad entspricht dem unserer niederländischen Neuanlagen. Wir haben 1,2 Mrd. € in Pembroke investiert.

Kraftwerk Tilbury wegen Brandschadens mehrere Monate vom Netz. Wegen eines Brandes im Februar 2012 konnte unser Biomassekraftwerk im britischen Tilbury mehrere Monate lang keinen Strom produzieren. Das Feuer war in einem der beiden Holzpelletbunker ausgebrochen und hatte umfangreiche Instandsetzungen erforderlich gemacht. Personen kamen nicht zu Schaden. Von den drei Blöcken konnte der erste im Juni wieder den Betrieb aufnehmen, die beiden anderen folgten im August. Das Kraftwerk in Tilbury verfügt über eine Gesamtkapazität von 750 MW. Es wurde ursprünglich mit Steinkohle befeuert. Im Jahr 2011 hatten wir es für die ausschließliche Verbrennung von Biomasse umgerüstet.

Schiedsgericht billigt Kürzung unserer Gasbezüge von Gazprom. Im Oktober hat ein Schiedsgericht in einem Verfahren zwischen unserer tschechischen Tochtergesellschaft Transgas und ihrem Gaslieferanten Gazprom zu unseren Gunsten entschieden. Gegenstand des Rechtsstreits war die Frage, ob Transgas berechtigt war, die im Vertrag mit Gazprom festgelegten Mindestabnahmemengen unter bestimmten Voraussetzungen zu kürzen. Durch den positiven Ausgang des Verfahrens konnten wir eine Risikovorsorge auflösen. Über die Ölpreisbindung unserer Gasbezüge von Gazprom hatte das Gericht nicht zu entscheiden. Hier läuft ein gesondertes Schiedsverfahren, das voraussichtlich 2013 abgeschlossen sein wird.

Bernhard Günther ab 2013 Finanzvorstand der RWE AG.

Im Februar 2012 hat der Aufsichtsrat der RWE AG Dr. Bernhard Günther mit Wirkung zum 1. Juli 2012 in den Vorstand des Unternehmens berufen. Der 46-jährige Volkswirt übernahm dort zum 1. Januar 2013 das Finanzressort von Dr. Rolf Pohlig, der Ende 2012 nach Vollendung des 60. Lebensjahres in den Ruhestand trat. Bernhard Günther studierte in St. Gallen und Oxford und war anschließend in der Unternehmensberatung tätig. Im Jahr 1999 kam er zu RWE. Hier verantwortete er u.a. das Controlling der RWE AG und war Mitglied der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading.

Uwe Tigges neuer Personalvorstand der RWE AG.

Im April 2012 hat der Aufsichtsrat der RWE AG eine weitere Personalle beschossen: Uwe Tigges (53) wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2013 zum Personalvorstand bestellt. Zum 1. April übernimmt er auch das Amt des Arbeitsdirektors. Sein Vorgänger, Alwin Fitting, tritt Ende März nach Vollendung des 60. Lebensjahres in den Ruhestand. Uwe Tigges war bis 2012 Vorsitzender des Konzernbetriebsrats von RWE. Der gelernte Elektrotechniker und Technische Betriebswirt startete seine berufliche Laufbahn bei der Standard Elektrik Lorenz AG, bevor er 1984 zu RWE wechselte. Hier war er in verschiedenen Konzerngesellschaften tätig. Von 1994 bis 2012 arbeitete er als freigestellter Betriebsrat.

Wesentliche Ereignisse nach Ablauf des Berichtszeit-

raums. Im Zeitraum vom 1. Januar 2013 bis zum Redaktionsschluss für diesen Bericht am 15. Februar 2013 sind keine Ereignisse eingetreten, die wesentliche Auswirkungen auf die Finanz-, Vermögens- und Ertragslage des RWE-Konzerns haben.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

1.5 ERLÄUTERUNG DER BERICHTSSTRUKTUR

RWE-Konzern: Berichtsstruktur bis 31.12.2012

Deutschland		Niederlande/ Belgien	Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading / Gas Midstream	Sonstige, Konsolidierung
Strom- erzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze							
RWE Power	RWE Deutschland	Essent	RWE npower	RWE East NET4GAS	RWE Innogy	RWE Dea	RWE Supply & Trading	RWE Consulting RWE IT RWE Service RWE Technology

Konzernstruktur mit sieben Unternehmensbereichen.

Die Darstellung des Geschäftsverlaufs 2012 basiert auf einer gegenüber 2011 unveränderten Berichtsstruktur. Die auf Seite 48 erläuterte Bündelung großer Teile unserer Stromerzeugung in der neuen RWE Generation SE ist somit noch nicht berücksichtigt: Dies geschieht erstmals in der Finanzberichterstattung für 2013. Für 2012 bleibt es bei der Aufgliederung des Konzerns in sieben Unternehmensbereiche, die nach nationalen bzw. funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind und sich wie folgt darstellen:

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

Stromerzeugung: Das Geschäftsfeld umfasst die Aktivitäten von RWE Power, des bis zur Gründung von RWE Generation größten Stromproduzenten Deutschlands. Wichtigste Energieträger in der Erzeugung sind Kohle, Gas und Kernkraft. Braunkohle fördert RWE Power selbst.

Vertrieb/Verteilnetze: In diesem Geschäftsfeld sind unsere deutschen Vertriebs- und Verteilnetzaktivitäten gebündelt. Gesteuert werden sie von RWE Deutschland. Diese Gesellschaft umfasst die Netzbetreiber Rhein-Ruhr und Westfalen-Weser-Ems, die künftig in der Westnetz GmbH zusammengefasst sind, sowie RWE Vertrieb (inkl. eprimo, RWE Energiedienstleistungen und RWE Aqua), RWE Effizienz, RWE Gasspeicher und unsere deutschen Regionalgesellschaften. Das Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze enthält auch unsere Minderheitsbeteiligungen an der österreichischen KELAG und der luxemburgischen Enovos. Bis Ende 2012 war auch unser Wassergeschäft in Zagreb (Kroatien) dort angesiedelt, das inzwischen zum Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa gehört.

- **Niederlande/Belgien:** Hier weisen wir die Zahlen von Essent aus. Das Unternehmen ist einer der führenden Energieversorger im Benelux-Raum. Es erzeugte Strom aus Gas, Steinkohle und Biomasse, bis diese Aktivitäten 2013 auf RWE Generation übertragen wurden. Darüber hinaus hielt es eine Minderheitsbeteiligung am einzigen Kernkraftwerk des Landes. Zweites Standbein war der Vertrieb von Strom und Gas. Ab 2013 ist dies die Kernaktivität von Essent.
- **Großbritannien:** Unter dieser Position zeigen wir RWE npower, einen der sechs großen Energieversorger des Landes. Bis zur Reorganisation produzierte das Unternehmen Strom aus Gas, Steinkohle, Öl und Biomasse. Daneben verkauft RWE npower Strom und Gas an Endkunden. Wie bei Essent liegt hier künftig der Fokus der Geschäftstätigkeit.
- **Zentralost-/Südosteuropa:** Der Unternehmensbereich enthält unsere Gesellschaften in Tschechien, Ungarn, Polen, der Slowakei und der Türkei. Unsere tschechischen Aktivitäten umfassen den Vertrieb, die Verteilung, den überregionalen Transport, den Transit und die Speicherung von Gas. Auf diesem Gebiet sind wir nationaler Marktführer. Seit 2010 verkaufen wir in Tschechien auch Strom. In Ungarn decken wir die gesamte Wertschöpfungskette im Stromgeschäft ab, von der Produktion über den Verteilnetzbetrieb bis hin zum Endkundengeschäft, und sind über Minderheitsbeteiligungen in der Gasversorgung tätig. Zu unseren polnischen Aktivitäten zählen die Verteilung und der Vertrieb von Strom. In der Slowakei sind wir über eine Minderheitsbeteiligung 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 von RWE East mit Sitz in Prag gesteuert. Eine Ausnahme bildet NET4GAS, der Betreiber unseres tschechischen Ferngasnetzes: Aufgrund regulatorischer Vorgaben ist diese Gesellschaft direkt der RWE AG unterstellt; in der Berichterstattung ist sie aber Teil des Bereichs Zentralost-/Südosteuropa.

- **Erneuerbare Energien:** Hier berichten wir über die auf Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen spezialisierte RWE Innogy.
- **Upstream Gas & Öl:** Dieser Bereich umfasst das Geschäft von RWE Dea. Das Unternehmen fördert Erdgas und Rohöl. Regionale Schwerpunkte sind Deutschland, Großbritannien, Norwegen und Ägypten.
- **Trading/Gas Midstream:** Die hier angesiedelte RWE Supply & Trading verantwortet den Handel mit Strom und Energierohstoffen sowie das Gas-Midstream-Geschäft des RWE-Konzerns. Außerdem beliefert sie einige große deutsche Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas.

Separate Berichtsposition für interne Dienstleister. Einzelne konzernübergreifende Aktivitäten weisen wir außerhalb der Unternehmensbereiche unter „Sonstige, Konsolidierung“ aus. Dies sind die Konzernholding RWE AG, unsere internen Dienstleister RWE Service, RWE IT und RWE Consulting sowie RWE Technology. In der Position nicht mehr enthalten ist der im Februar 2011 veräußerte Ferngasnetzbetreiber Thyssengas. Gleiches gilt für den Absatz, die Erlöse und die Investitionen von Amprion: Im September 2011 haben wir einen 74,9%-Anteil an dem Stromübertragungsnetzbetreiber verkauft und die Bilanzierung für die verbliebenen 25,1 % auf die Equity-Methode umgestellt. Zum EBITDA und zum betrieblichen Ergebnis von RWE trägt Amprion weiterhin bei, und zwar mit dem anteiligen Nachsteuerergebnis.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

1.6 GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Das Geschäftsjahr 2012 ist etwas besser verlaufen, als wir erwartet haben: Beim betrieblichen Ergebnis schlossen wir um 10 % über dem Vorjahr ab. Dazu beigetragen haben erfolgreiche Verhandlungen über eine Anpassung verlustbringender Gasbezugsverträge. Auch effizienzsteigernde Maßnahmen und der Wegfall von Sonderbelastungen aus 2011 schlugen positiv zu Buche. Allerdings warfen die stark verschlechterten Perspektiven in der Stromerzeugung bereits ihre Schatten voraus: Sie veranlassten uns zu hohen Wertberichtigungen bei unseren niederländischen Kraftwerken. Das nachhaltige Nettoergebnis, an dem sich unsere Ausschüttungspolitik orientiert, erreichte das Niveau von 2011. Damit bleibt RWE einer der DAX-Titel mit der höchsten Dividendenrendite.

Stromerzeugung der Unternehmensbereiche in Mrd. kWh	Deutschland ¹		Niederlande/Belgien		Großbritannien		Zentralost-/Südosteuropa		Erneuerbare Energien		RWE-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Primärenergieträger												
Braunkohle	75,6	68,3	-	-	-	-	5,4	5,8	-	-	81,0	74,1
Steinkohle	36,4	34,0	7,3	5,1	16,8	8,6	0,1	-	-	0,1	60,6	47,8
Gas	8,2	11,8	6,1	5,1	25,0	21,3	0,1	0,1	0,2	0,2	39,6	38,5
Kernenergie	30,7	34,3	-	-	-	-	-	-	-	-	30,7	34,3
Erneuerbare Energien	1,8	1,4	1,4	1,3	2,1	-	-	-	7,1 ²	6,1 ²	12,4	8,8
Pumpwasser, Öl, Sonstige	2,8	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	2,8	2,2
Gesamt	155,5	152,0	14,8	11,5	43,9	29,9	5,6	5,9	7,3	6,4	227,1	205,7

1 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können.

Im Geschäftsjahr 2012 waren dies 25,2 Mrd. kWh, davon 22,4 Mrd. kWh aus Steinkohle.

2 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich im Eigentum nicht vollkonsolidierter Unternehmen befinden, aber von RWE mitfinanziert wurden.

Diese Bezüge beliefen sich im Geschäftsjahr 2012 auf 1,4 Mrd. kWh.

Stromerzeugung um 10 % gestiegen. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 227,1 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom produziert, 10 % mehr als 2011. Davon entfielen 36 % auf den Energieträger Braunkohle, 27 % auf Steinkohle, 17 % auf Gas und 14 % auf Kernenergie; der Anteil der erneuerbaren Energien betrug 5 %. In den Unternehmensbereichen zeigte sich folgendes Bild:

- Deutschland: Der Unternehmensbereich Deutschland produzierte 155,5 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 2011 hat sich die Erzeugung des Unternehmensbereichs Deutschland um 2 % erhöht. Wesentlich dazu beigetragen hat die Inbetriebnahme des neuen Braunkohledoppelblocks mit 2.100 Megawatt (MW) Nettoleistung am Standort Neurath bei Köln. Die Anlage ist seit Anfang 2012 am

Netz. Sie tritt an die Stelle älterer Braunkohlekraftwerke der 150-MW-Klasse. Sämtliche 16 Blöcke dieses Typs sind mittlerweile stillgelegt; die letzten Anlagen wurden zum Jahresende 2012 abgeschaltet. Gestiegen ist auch die Stromerzeugung aus Steinkohle, weil hier verbesserte Margen am Spotmarkt zu einer höheren Kraftwerksauslastung führten. Dagegen hatte der rasante Ausbau der deutschen Solarstromkapazitäten negativen Einfluss auf die Einsatzdauer unserer Gaskraftwerke. Diese hatten eine durchschnittliche Auslastung von etwas unter 10 %, wenn man Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung außer Betracht lässt. Gesunken ist auch der Beitrag, den unsere Kernkraftwerke zur Stromerzeugung des Konzerns leisteten: Die deutsche Energiewende nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hatte zur Folge, dass die Blöcke Biblis A und B seit März 2011 keinen Strom mehr produzieren dürfen. Darüber haben wir im Geschäftsbericht 2011 auf Seite 43 ausführlich informiert.

- **Niederlande/Belgien:** Die Erzeugung von Essent lag mit 14,8 Mrd. kWh um 29% über dem Vorjahresniveau. Stark verbessert hat sich die Auslastung unserer niederländischen Steinkohlekraftwerke. Das ergibt sich zum einen aus günstigeren Marktbedingungen; zum anderen profitierten wir von einer höheren Verfügbarkeit des Kraftwerks Amer. Im Vorjahr war einer der Amer-Blöcke revisionsbedingt für mehrere Monate außer Betrieb gewesen. Gestiegen ist auch die Stromerzeugung aus Gas. Hintergrund ist, dass wir Anfang 2012 die Anlagen Claus C und Moerdijk 2 mit einer Nettoleistung von 1.304 bzw. 426 MW kommerziell in Betrieb genommen haben. Allerdings hinterlässt der fortschreitende Ausbau der deutschen Solarstromkapazitäten auch in den Niederlanden Spuren: Dort hat sich die Auslastung der Gaskraftwerke wegen der grenzüberschreitenden Stromflüsse ebenfalls stark verringert. Sie ist für Anlagen ohne Kraft-Wärme-Kopplung – ähnlich wie in Deutschland – auf knapp unter 10% gefallen.
- **Großbritannien:** RWE npower steigerte die Stromproduktion um 47% auf 43,9 Mrd. kWh. Verbesserte Spotmarktbedingungen für Steinkohlekraftwerke spielten auch hier eine wesentliche Rolle. Außerdem wurde mehr Gas verstromt, weil unser neues Kraftwerk in Pembroke mit 2.188 MW Nettoleistung den Betrieb aufgenommen hat. In Großbritannien waren unsere Gaskraftwerke zu etwa 50% ausgelastet – und damit wesentlich besser als in Kontinentaleuropa. Ein Plus verzeichnete RWE npower auch bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Hintergrund ist, dass wir die drei Blöcke des Steinkohlekraftwerks Tilbury 2011 für die ausschließliche Verfeuerung von Biomasse umgerüstet haben. Allerdings mussten wir im vergangenen Jahr die Stromproduktion in Tilbury wegen eines Brandschadens für mehrere Monate unterbrechen (siehe Seite 50).
- **Zentralost-/Südosteuropa:** Die Erzeugung dieses Bereichs stammt nahezu ausschließlich vom ungarischen Braunkohleverstromer Mátra. Sie lag mit 5,6 Mrd. kWh etwas unter dem Vorjahresniveau, u.a. weil Instandhaltungsmaßnahmen zu einer niedrigeren Kraftwerksverfügbarkeit führten.

- **Erneuerbare Energien:** RWE Innogy konnte die Stromproduktion um 14% auf 7,3 Mrd. kWh steigern. Eine wesentliche Rolle spielte der Ausbau der Windkraftkapazitäten. So ist der britische Offshore-Windpark Greater Gabbard, an dem wir mit 50% beteiligt sind, inzwischen mit der gesamten Kapazität von 504 MW am Netz. Auch unser Windkraftportfolio an Land ist größer geworden: Allein im Berichtsjahr kamen 127 MW Erzeugungsleistung hinzu, davon 51 MW in Großbritannien und 44 MW in Polen. Ende 2011 haben wir zudem unseren Anteil am spanischen Windparkbetreiber Explotaciones Eólicas de Aldehuelas auf 95% verdoppelt. Unsere Windkraftkapazität in Spanien erhöhte sich dadurch um 47 MW auf 447 MW. Neben dem Ausbau des Erzeugungsportfolios hatten auch die Wetterverhältnisse Einfluss auf unsere Stromproduktion: Die Auslastung unserer Laufwasserkraftwerke war wesentlich besser als 2011, die unserer Windkraftanlagen dagegen nahezu unverändert.

Zusätzlich zur Eigenerzeugung beziehen wir Strom von Anbietern außerhalb des Konzerns. Diese Mengen summierten sich 2012 auf 67,2 Mrd. kWh, gegenüber 107,1 Mrd. kWh im Vorjahr. Der Rückgang ist zum großen Teil auf die Entkonsolidierung von Amprion im September 2011 zurückzuführen.

Mit 52 Gigawatt Kraftwerkskapazität einer der führenden Stromerzeuger in Europa. Zum Ende des Geschäftsjahres 2012 verfügte der RWE-Konzern über eine Kraftwerksleistung von 52,0 Gigawatt (GW). Damit liegen wir an fünfter Stelle unter den europäischen Energieversorgern. Gegenüber 2011 hat sich die Kraftwerksleistung des RWE-Konzerns um 2,7 GW erhöht. Hauptgrund war die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke in den Niederlanden und Großbritannien. Unsere vertraglich gesicherten Kapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, in unseren Zahlen aber miterfasst sind, haben sich dagegen um 1,9 GW verringert. Dies betrifft ausschließlich Steinkohlekraftwerke und beruht darauf, dass auslaufende Verträge nicht verlängert wurden. Mit 30,0% (Vorjahr: 24,1%) hatte Gas Ende 2012 den größten Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität im RWE-Konzern, gefolgt von Steinkohle mit 23,3% (28,4%) und Braunkohle mit 21,4% (21,5%). Die erneuerbaren Energien kamen auf 8,0% (7,6%). Sie sind damit an der Kernenergie vorbeigezogen, deren Gewicht sich von 7,9% auf 7,5% verringerte. Auf den Unternehmensbereich Deutschland entfielen 57,5% unserer Erzeugungskapazität, auf Großbritannien 26,2% und auf Niederlande/Belgien 9,1%.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Kraftwerkskapazität der Unternehmensbereiche Stand: 31.12.12, in MW	Deutschland ¹	Niederlande/ Belgien	Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	RWE-Konzern
Primärenergieträger						
Gas	5.209	3.479	6.712	152	44 ²	15.596
Steinkohle	7.632	936	3.512	-	10 ²	12.090
Braunkohle	10.331	-	-	780	-	11.111
Erneuerbare Energien	308	331	742	3	2.749	4.133
Kernenergie	3.901	-	-	-	-	3.901
Pumpwasser, Öl, Sonstige	2.489	-	2.657	-	-	5.146
Gesamt	29.870	4.746	13.623	935	2.803	51.977

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 2012 waren dies 6.623 MW, davon 4.458 MW Stromerzeugungskapazität auf Basis von Steinkohle.

2 Überwiegend Anlagen zur Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung

Spezifische CO₂-Emissionen nahezu unverändert. Im Geschäftsjahr 2012 verursachten unsere Kraftwerke einen Kohlendioxidausstoß von 179,8 Mio. Tonnen. Davon entfielen 158,7 Mio. Tonnen CO₂ auf unsere eigenen Anlagen und die restlichen 21,1 Mio. Tonnen auf vertraglich gesicherte Kapazitäten. Unsere Emissionen lagen um 17,9 Mio. Tonnen bzw. 11% über dem Vorjahresniveau. Maßgeblich dafür ist die gestiegene Produktion unserer Stein- und Braunkohlekraftwerke. Unser spezifischer Emissionsfaktor – das ist der Kohlendioxidausstoß je erzeugter Megawattstunde (MWh) Strom – lag mit 0,792 Tonnen je MWh dennoch nahe am Vorjahreswert (0,787 Tonnen). Positiven Einfluss hatte dabei der Ausbau unserer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auch die neuen hocheffizienten Gaskraftwerke in den Niederlanden und Großbritannien

minderten den spezifischen Emissionsfaktor, konnten aber wegen der aktuell ungünstigen Marktbedingungen für diese Anlagen noch nicht im gewünschten Maß zur Verbesserung unserer CO₂-Bilanz beitragen.

Im Berichtsjahr wurden uns kostenlose staatliche Emissionsrechte (sogenannte EU Allowances – EUAs) für einen CO₂-Ausstoß in Höhe von 121,4 Mio. Tonnen zugeteilt. In Deutschland erhielten wir Emissionsberechtigungen für 87,1 Mio. Tonnen, in Großbritannien für 20,2 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 58,4 Mio. Tonnen.

Emissionsbilanz der Unternehmensbereiche	Deutschland ¹		Niederlande/Belgien		Großbritannien		Zentralost-/ Südosteuropa		RWE-Konzern ²	
in Mio. Tonnen CO ₂	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
CO ₂ -Ausstoß	137,7	132,4	8,4	6,2	26,9	16,2	6,6	6,8	179,8	161,9
Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate	87,1	85,4	8,6	8,6	20,2	17,2	5,2	5,0	121,4	116,6
Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten	50,6	47,0	-0,2	-2,4	6,7	-1,0	1,4	1,8	58,4	45,3

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 21,1 Mio. Tonnen CO₂. 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.

64 Millionen Zertifikate aus Kyoto-Maßnahmen gesichert.

Bis 2020 können wir in Summe ca. 100 Mio. Tonnen unseres CO₂-Ausstoßes durch Einreichung von Zertifikaten abdecken, die durch Emissionsminderungen im Rahmen der Kyoto-Mechanismen Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) geschaffen wurden. RWE hat in der vergangenen Dekade eine Vielzahl von Projekten zum Erwerb solcher Zertifikate gestartet. Aus diesen Maßnahmen hatten wir zum Bilanzstichtag Emissionsrechte für 64 Mio. Tonnen CO₂ vertraglich gesichert. Allerdings dürfte die tatsächliche Zertifikatmenge niedriger ausfallen, da Projekte scheitern oder die CO₂-Einsparungen hinter den Erwartungen zurückbleiben können. Unter Einbeziehung solcher Risiken rechnen wir mit Emissionsrechten für 49 Mio. Tonnen CO₂. Bis Ende 2012 hatten wir bereits Zertifikate für 38,8 Mio. Tonnen erhalten und Zertifikate für 24,5 Mio. Tonnen bei der Emissionshandelsstelle eingereicht.

Weiterhin starke Upstream-Position. Über unsere Konzerngesellschaft RWE Dea sind wir im Upstream-Geschäft mit Gas und Öl tätig. Unsere wichtigsten Produktionsstandorte liegen in Deutschland, in der britischen Nordsee, vor der norwegischen Küste und in Ägypten. RWE Dea verfügte zum 31. Dezember 2012 über Reserven von 25 Mio. m³ Rohöl und 100 Mrd. m³ Erdgas. Rechnet man das Gas in Öläquivalente (OE) um und addiert es zum Rohöl, ergibt sich ein Gesamtwert von 122 Mio. m³ OE, gegenüber 133 Mio. m³ OE im Vorjahr. Als Reserven bezeichnet man in der Erde lagernde Rohstoffe, deren Existenz nachgewiesen wurde und deren Förderung wirtschaftlich sinnvoll und rechtlich gesichert ist. Davon abzugrenzen sind die nachgewiesenen Ressourcen:

Dabei handelt es sich um Rohstoffvorkommen, die zwar förderbar sind, bei denen aber noch nicht feststeht, ob eine Förderung auch wirtschaftlich ist, und für die noch kein Entwicklungsplan vorliegt. Die nachgewiesenen Ressourcen von RWE Dea beliefen sich Ende 2012 auf 49 Mio. m³ Öl und 70 Mrd. m³ Gas. Zusammengerechnet sind dies 117 Mio. m³ OE, gegenüber 104 Mio. m³ OE im Vorjahr.

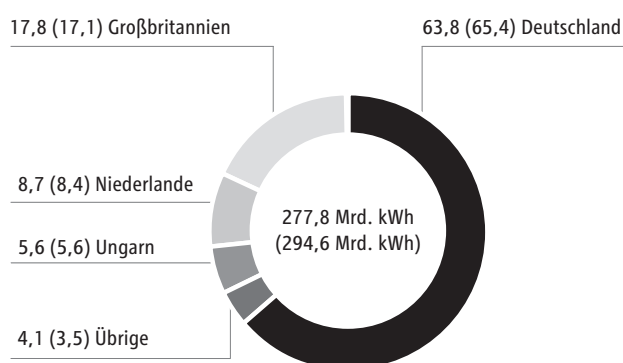
Leicht verringerte Gas- und Ölförderung. Im zurückliegenden Geschäftsjahr förderte RWE Dea 2.579 Mio. m³ Gas und 2.395 Tsd. m³ Öl. In Öläquivalenten ergibt sich daraus eine Gesamtförderung von 4.892 Tsd. m³ bzw. 30,8 Mio. Barrel. Damit blieben wir etwas hinter dem Volumen des Vorjahres zurück, das sich auf 5.056 Tsd. m³ bzw. 31,8 Mio. Barrel belief. Beim Erdgas fiel die Produktion um 3 % niedriger aus als 2011. Dabei kam zum Tragen, dass mit fortschreitender Ausschöpfung von Reserven typischerweise die Fördermenge abnimmt. Das betraf vor allem unsere deutschen und britischen Konzessionsgebiete. Im niedersächsischen Feld Völkersen konnten wir dem beschriebenen Effekt durch neue Produktionsbohrungen entgegenwirken. Außerdem haben wir 2012 in zwei von insgesamt drei neuen Feldern in der britischen Nordsee die Produktion aufgenommen: Mitte August in Clipper South und Ende September in Devenick. Aus dem dritten und größten Feld Breagh wollen wir im Frühjahr 2013 das erste Gas fördern. In der Rohölproduktion verzeichneten wir einen Mengenrückgang um ebenfalls 3 %. Auch hier machte sich die fortschreitende Reservenausschöpfung bemerkbar. In Dänemark beeinträchtigten ungünstige Wetterverhältnisse die Fördertätigkeit.

Außenabsatz Strom	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Stromhandel		Gesamt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
in Mrd. kWh										
Deutschland	24,2	25,5	30,9	31,4	78,4	60,4	-	-	133,5	117,3
Niederlande/Belgien	11,2	10,7	9,7	10,3	-	-	-	-	20,9	21,0
Großbritannien	18,0	17,4	31,5	32,9	-	-	-	-	49,5	50,3
Zentralost-/Südosteuropa	8,1	8,7	8,9	9,2	6,1	5,8	-	-	23,1	23,7
Trading/Gas Midstream	-	-	31,7	28,8	-	-	17,0	20,8	48,7	49,6
RWE-Konzern¹	61,7	62,6	112,7	113,1	86,4	98,1	17,0	20,8	277,8	294,6

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

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Stromabsatz des RWE-Konzerns nach Regionen 2012 (2011) in %



Stromabsatz um 6% unter Vorjahresniveau. Gesellschaften des RWE-Konzerns haben im Berichtsjahr 277,8 Mrd. kWh Strom an externe Kunden geliefert und damit 6% weniger als 2011. Der Hauptgrund dafür ist, dass wir seit September 2011 nur noch eine Minderheitsbeteiligung am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion halten und das Unternehmen deshalb entkonsolidiert haben. Allerdings gehen nun Stromlieferungen von RWE-Gesellschaften an Amprion in den Außenabsatz ein. Dies betrifft in erster Linie unsere deutschen Verteilnetzbetreiber.

- **Deutschland:** Aufgrund des oben erläuterten Effekts aus der Entkonsolidierung von Amprion hat sich der Stromabsatz des Unternehmensbereichs Deutschland stark erhöht, und zwar um 14% auf 133,5 Mrd. kWh. Zum Mengenanstieg beigetragen hat auch, dass wir im Geschäft mit Weiterverteilern Kunden hinzugewonnen und mehr Strom an Bestandskunden geliefert haben. Bei Industrie- und Geschäftskunden mussten wir dagegen wettbewerbsbedingte Absatzeinbußen hinnehmen, ebenso bei Privathaushalten und kleinen Gewerbebetrieben. Im letztgenannten Vertriebssegment hatten wir zum Bilanzstichtag 6.678 Tsd. Stromkunden und damit 281 Tsd. weniger als ein Jahr zuvor. Allein durch den Verkauf der Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft (KEVAG) sind 186 Tsd. Kunden weggefallen.

- **Niederlande/Belgien:** Essent verkaufte 20,9 Mrd. kWh Strom und damit etwa so viel wie 2011. Einerseits hinterließ die schwache Konjunktur Spuren im Absatz; andererseits profitierten wir vom erfolgreichen Ausbau unserer Marktposition in Belgien. Dort versorgten wir Ende 2012 bereits 283 Tsd. Privat- und Gewerbekunden mit Strom, 106 Tsd. mehr als im Vorjahr. In den Niederlanden hatten wir in diesem Vertriebssegment 2.177 Tsd. Kunden; das entspricht etwa dem Stand von 2011.
- **Großbritannien:** Die Stromlieferungen von RWE npower haben sich um 2% auf 49,5 Mrd. kWh verringert. Auch in Großbritannien machte sich die schwache Industriekonjunktur bemerkbar. Im Geschäft mit Privathaushalten und kleinen Gewerbekunden konnte RWE npower aber etwas mehr Strom absetzen. Hier ist die Zahl unserer Kunden um 70 Tsd. auf 3.865 Tsd. zurückgegangen, allerdings hat sich der Stromverbrauch pro Kunde etwas erhöht – eine Folge der kühleren Witterung.
- **Zentralost-/Südosteuropa:** Der Stromabsatz des Bereichs lag mit 23,1 Mrd. kWh um 3% unter dem des Vorjahres. In Ungarn und Polen haben wir einige größere Industrie- und Geschäftskunden verloren. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben blieb unsere Wettbewerbsposition hingegen nahezu unverändert: Ende 2012 hatten wir in Ungarn 2.150 Tsd. und in Polen 897 Tsd. Kunden in diesem Vertriebssegment. Seit 2010 vermarkten wir auch in Tschechien Strom. Im vergangenen Jahr konnten wir dort unseren Marktanteil bei Privathaushalten deutlich vergrößern. Dem standen Kundenverluste bei Gewerbebetrieben gegenüber. Ende 2012 hatten wir in Tschechien 166 Tsd. Privat- und Gewerbekunden, mehr als doppelt so viele wie im Vorjahr.
- **Trading/Gas Midstream:** Der Stromabsatz fiel hier mit 48,7 Mrd. kWh etwas niedriger aus als 2011. Hauptgrund war, dass RWE Supply & Trading beim Weiterverkauf von Strom aus RWE-Kraftwerken verstärkt Geschäfte mit konzerneigenen Vertriebsgesellschaften tätigte. Dementsprechend niedriger fielen die externen Verkäufe am Großhandelsmarkt aus.

Außenabsatz Gas	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
in Mrd. kWh	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Deutschland	29,0	27,5	19,3	24,0	25,7	31,8	74,0	83,3
Niederlande/Belgien	37,7	36,9	43,3	50,8	-	-	81,0	87,7
Großbritannien	44,2	38,0	2,2	2,2	-	-	46,4	40,2
Zentralost-/Südosteuropa	20,3	27,0	26,9	27,4	16,1	4,5	63,3	58,9
Upstream Gas & Öl	-	-	1,7	1,7	14,2	16,0	15,9	17,7
Trading/Gas Midstream	-	-	13,5	23,1	12,7	11,3 ¹	26,2	34,4
RWE-Konzern	131,2	129,4	106,9	129,2	68,7	63,6	306,8	322,2

1 Inkl. Gashandel

Gasabsatz trotz kühlerer Witterung um 5 % rückläufig.

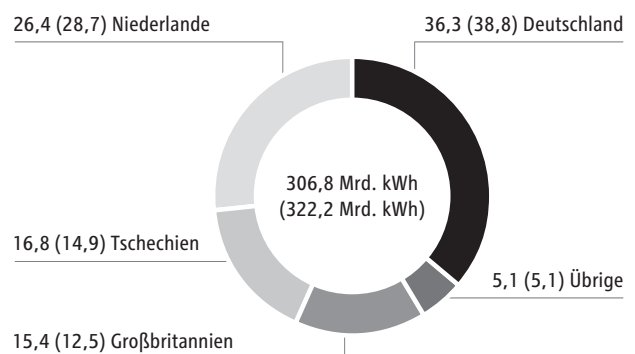
Unsere konzernexternen Gaslieferungen betrugen im vergangenen Jahr 306,8 Mrd. kWh. Sie waren 5 % niedriger als 2011. Wettbewerbsbedingte Kundenverluste und negative Konjunkturreffekte gaben dafür den Ausschlag. Dagegen stimulierte die im Vorjahresvergleich kühlere Witterung die Heizgasnachfrage.

- Deutschland: Der Unternehmensbereich setzte 74,0 Mrd. kWh Gas ab. Verglichen mit 2011 hat sich das Liefervolumen um 11 % verringert. Zuzuordnen ist das vor allem dem Geschäft mit Weiterverteilern, von denen einige den Anbieter wechselten oder den Anteil ihrer Bezüge von anderen Gaslieferanten erhöhten. Außerdem waren Gaskraftwerke, die wir beliefern, schwächer ausgelastet. Bei deutschen Industrie- und Geschäftskunden kam es ebenfalls zu wettbewerbsbedingten Mengeneinbußen. Mehrabsatz erzielten wir dagegen mit Privathaushalten und kleinen Gewerbebetrieben; Basis dafür war der temperaturbedingt höhere Heizwärmebedarf. In diesem Segment hatten wir zum Bilanzstichtag 1.292 Tsd. Kunden und damit annähernd so viele wie ein Jahr zuvor.

- Niederlande/Belgien: Der Gasabsatz von Essent ist um 8 % auf 81,0 Mrd. kWh gesunken. Bei den Industrie- und Geschäftskunden machte sich die Verschlechterung der gesamtwirtschaftlichen Lage bemerkbar. Außerdem hat ein Großkunde den Anbieter gewechselt. Im Geschäft mit Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben belebte die kühlere Witterung die Nachfrage. Hinzu kam, dass sich die Kundenzahl in Belgien von 82 Tsd. auf 172 Tsd. mehr als verdoppelte. In den Niederlanden blieb sie dagegen mit 1.953 Tsd. so gut wie unverändert.

- Großbritannien: Die Gaslieferungen von RWE npower haben sich witterungsbedingt um 15 % auf 46,4 Mrd. kWh erhöht. In Großbritannien war der Temperaturunterschied gegenüber dem Vorjahr besonders hoch. Die Zahl der Privathaushalte und kleinen Gewerbebetriebe, die wir mit Gas beliefern, entsprach mit 2.648 Tsd. dem Niveau von 2011; über 90 % dieser Kunden bezogen auch Strom von uns.

Gasabsatz des RWE-Konzerns nach Regionen 2012 (2011)
in %



- Zentralost-/Südosteuropa: Der Gasabsatz dieses Unternehmensbereichs lag mit 63,3 Mrd. kWh um 7 % über dem Vorjahresniveau. In Tschechien haben Weiterverteiler verstärkt Gas bei uns nachgefragt, um witterungsbedingten Mehrbedarf ihrer Kunden abzudecken. Allerdings hat sich unsere Wettbewerbsposition dort aufgrund ungünstiger Gasbezugskonditionen verschlechtert. Die Zahl unserer Haushalts- und Gewerbekunden ist 2012 um 242 Tsd. auf 1.594 Tsd. zurückgegangen. Wir sind aber zuversichtlich,

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

im laufenden Jahr stark verbesserte Konditionen beim Gaseinkauf durchsetzen zu können. Einen positiven Trend sehen wir beim Gasvertrieb in der Slowakei, wo RWE Gas Slovensko ihre Marktposition ausbauen konnte. Zum Bilanzstichtag belieferte das Unternehmen 59 Tsd. Privat- und Gewerbekunden. Ein Jahr zuvor waren es erst 10 Tsd. gewesen.

- Upstream Gas & Öl: Bei RWE Dea verringerte sich der externe Gasabsatz um 10 % auf 15,9 Mrd. kWh. Hier kommt u.a. der Rückgang der Fördermengen zum Tragen.

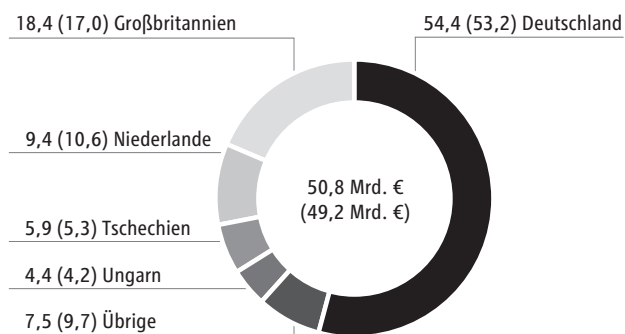
- Trading/Gas Midstream: RWE Supply & Trading vermarktete 26,2 Mrd. kWh Gas außerhalb des Konzerns. Das Unternehmen konzentriert sich auf die Gasbeschaffung für RWE-Gesellschaften und erzielt daher überwiegend Innenabsatz. Die externen Lieferungen sind zum einen dem Key-Account-Geschäft zuzuordnen; zum anderen handelt es sich um überschüssige Bezugsmengen, die wir direkt an Weiterverteiler oder über den Großhandel weiterverkaufen. Gegenüber 2011 ist der Gasabsatz um 24 % gesunken, vor allem weil Lieferverträge ausliefen und Großkunden ihre Bezüge reduzierten.

Außenumsatz in Mio. €	2012	2011	+/- in %
Deutschland	24.943	21.520	15,9
Stromerzeugung	1.233	1.166	5,7
Vertrieb/Verteilnetze	23.710	20.354	16,5
Niederlande/Belgien	5.942	5.818	2,1
Großbritannien	9.022	7.696	17,2
Zentralost-/Südosteuropa	5.274	4.990	5,7
Erneuerbare Energien	387	443	-12,6
Upstream Gas & Öl	1.848	1.766	4,6
Trading/Gas Midstream	5.698	5.750	-0,9
Sonstige, Konsolidierung	113	3.703	-96,9
RWE-Konzern	53.227	51.686	3,0
Davon:			
Stromerlöse	34.256	33.765	1,5
Gaserlöse	14.222	13.229	7,5
Ölerlöse	1.540	1.641	-6,2
Erdgas-/Stromsteuer	2.456	2.533	-3,0
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	50.771	49.153	3,3

Außenumsatz 3 % höher als 2011. Der RWE-Konzern erwirtschaftete einen Außenumsatz von 53.227 Mio. €. Das sind 3 % mehr als 2011. Prognostiziert hatten wir Erlöse in der Größenordnung des Vorjahres. Absatzsteigerungen im Stromgeschäft mit deutschen Weiterverteilern waren ausschlaggebend dafür, dass wir etwas über den Erwartungen lagen. Starken Einfluss auf die Umsatzentwicklung hatten kostenbedingte Preisanhebungen im Vertriebsgeschäft, während Einbußen beim Gasabsatz und die Entkonsolidierung des Übertragungsnetzbetreibers Amprion gegenläufig wirk-

ten. Auch Wechselkursänderungen spielten eine Rolle. Für das britische Pfund musste 2012 durchschnittlich 1,23 € bezahlt werden; im Vorjahr waren es 1,15 € gewesen. Der US-Dollar verteuerte sich von 0,71 € auf 0,77 €. Dagegen büßten die tschechische Krone, der ungarische Forint und der polnische Zloty gegenüber dem Euro etwas von ihrem Wert ein. Lässt man wesentliche Konsolidierungs- und Wechselkurseinflüsse außer Betracht, ist der Konzernumsatz um 5 % gestiegen.

Umsatz¹ des RWE-Konzerns nach Regionen 2012 (2011)
in %



1 Ohne Erdgas-/Stromsteuer

- **Deutschland:** Der Außenumsatz des Unternehmensbereichs lag mit 24.943 Mio. € um 16 % über dem Vorjahresniveau. Im Stromgeschäft erhöhte er sich um 20 % auf 19.386 Mio. €. Hauptgrund ist, dass die mit Amprion erzielten Erlöse unserer deutschen Verteilnetzbetreiber nicht mehr als Innen-, sondern als Außenumsatz erfasst werden. Aber auch operativ verzeichneten wir ein deutliches Plus. Basis dafür war der erläuterte Mehrabsatz an Weiterverteiler. Zudem haben einige unserer Regionalgesellschaften die Preise für Privat- und Gewerbekunden angehoben. Sie reagierten damit auf einen Anstieg der Vorkosten, u.a. der Netzentgelte und der Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Im Gasgeschäft stieg der Umsatz trotz Absatzeinbußen geringfügig auf 3.553 Mio. €. Auch im Gasvertrieb mussten die Preise angehoben werden. Ursache dafür waren gestiegene Beschaffungskosten.
- **Niederlande/Belgien:** Der Bereich setzte 5.942 Mio. € um und damit 2 % mehr als im Vorjahr. Die Stromerlöse stiegen geringfügig auf 2.163 Mio. €. Den Ausschlag gaben kostenbedingte Preisanpassungen. Letztere wirkten sich auch im Gasgeschäft aus, wo sich der Umsatz trotz der ungünstigen Absatzentwicklung um 3 % auf 3.554 Mio. € erhöhte.
- **Großbritannien:** Der Außenumsatz von RWE npower lag mit 9.022 Mio. € um 17 % über dem Vorjahresniveau. Rechnet man Wechselkurseffekte heraus, ist er um 9 % gestiegen. Die Erlöse im Stromgeschäft betrugen 6.316 Mio. €. Sie waren 16 % höher als 2011, auf Pfund-Basis 8 %. Kostenbedingte Preisanhebungen gaben dafür

den Ausschlag. Die Privatkundentarife für Strom und Gas mussten wir zuletzt im November 2012 anpassen. Ein preistreibender Faktor sind vor allem die hohen Aufwendungen für Energieeinsparungen bei britischen Haushalten, zu denen die großen Versorger im Rahmen staatlicher Programme verpflichtet sind. Auch die Netznutzung ist teurer geworden. Im Gasvertrieb erzielte RWE npower einen Umsatz von 2.188 Mio. €, was einem Plus von 29 % entspricht. Ohne Wechselkurseffekte ergab sich ein Anstieg um 20 %, der auf die kühlere Witterung und auf Preisanpassungen zurückzuführen ist.

- **Zentralost-/Südosteuropa:** Die konzernexternen Erlöse des Bereichs lagen mit 5.274 Mio. € um 6 % über Vorjahr. Ohne Wechselkurseinflüsse sind sie um 8 % gestiegen. Der Stromumsatz belief sich auf 2.391 Mio. €. Er hat sich um 1 % verringert, auf währungsbereinigter Basis dagegen um 1 % erhöht. Preisanhebungen kompensierten negative Mengeneffekte. Im Gasgeschäft sind die Erlöse um 11 % auf 2.761 Mio. € gestiegen. Rechnet man Wechselkursänderungen heraus, ergibt sich ein Plus von 13 %, das u.a. auf die dargestellten Absatzverbesserungen im Geschäft mit tschechischen Weiterverteilern zurückzuführen ist.
- **Erneuerbare Energien:** Der Außenumsatz des Bereichs ging um 13 % auf 387 Mio. € zurück. Ein wesentlicher Grund dafür war, dass der von RWE Innogy produzierte Strom verstärkt über RWE Supply & Trading vermarktet wurde. Hinzu kam, dass wir die tschechische Gesellschaft KA Contracting zum 1. Januar 2012 auf RWE Transgas im Bereich Zentralost-/Südosteuropa übertragen haben. Das Unternehmen betreibt einige Kleinkraftwerke, die Strom und Wärme für kommunale Kunden erzeugen. Zusätzliche Erlöse ergaben sich aus der erstmals ganzjährigen Vollkonsolidierung des spanischen Windstromerzeugers Explotaciones Eólicas de Aldehuelas und aus der Inbetriebnahme neuer Windparks.
- **Upstream Gas & Öl:** Hier lagen die Erlöse mit 1.848 Mio. € um 5 % über dem Vorjahresniveau. RWE Dea setzte ihre Rohöl- und Gasproduktion zu etwas höheren Preisen ab als 2011. Auch die deutliche Aufwertung des US-Dollars schlug positiv zu Buche, während der leichte Rückgang der Fördermengen den Umsatzanstieg bremste.
- **Trading/Gas Midstream:** Der Außenumsatz von RWE Supply & Trading betrug 5.698 Mio. €. Damit war er fast so hoch wie 2011. Steigenden Umsätzen aus Gasverkäufen standen rückläufige Erlöse im Ölhandel gegenüber.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum EBITDA in Mio. €	2012	2011	+/- in %
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit ¹	3.845	4.129	-6,9
+ Betriebliches Beteiligungsergebnis	587	600	-2,2
+ Neutrales Beteiligungsergebnis	-110	-72	-52,8
- Neutrales Ergebnis	2.094	1.157	81,0
Betriebliches Ergebnis	6.416	5.814	10,4
+ Betriebliche Abschreibungen	2.898	2.646	9,5
EBITDA	9.314	8.460	10,1

1 Siehe Gewinn- und Verlustrechnung auf Seite 130.

EBITDA in Mio. €	2012	2011	+/- in %
Deutschland	5.977	5.419	10,3
Stromerzeugung	3.711	3.252	14,1
Vertrieb/Verteilnetze	2.266	2.167	4,6
Niederlande/Belgien	507	462	9,7
Großbritannien	827	606	36,5
Zentralost-/Südosteuropa	1.305	1.364	-4,3
Erneuerbare Energien	364	338	7,7
Upstream Gas & Öl	1.041	923	12,8
Trading/Gas Midstream	-591	-784	24,6
Sonstige, Konsolidierung	-116	132	-187,9
RWE-Konzern	9.314	8.460	10,1

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	2012	2011	+/- in %
Deutschland	4.622	4.205	9,9
Stromerzeugung	3.044	2.700	12,7
Vertrieb/Verteilnetze	1.578	1.505	4,9
Niederlande/Belgien	228	245	-6,9
Großbritannien	480	357	34,5
Zentralost-/Südosteuropa	1.045	1.109	-5,8
Erneuerbare Energien	183	181	1,1
Upstream Gas & Öl	685	558	22,8
Trading/Gas Midstream	-598	-800	25,3
Sonstige, Konsolidierung	-229	-41	-458,5
RWE-Konzern	6.416	5.814	10,4

Betriebliches Ergebnis um 10% verbessert. Der RWE-Konzern erzielte im Geschäftsjahr 2012 ein EBITDA von 9.314 Mio. € und ein betriebliches Ergebnis von 6.416 Mio. €. Das sind jeweils 10% mehr als im Vorjahr. Damit lagen wir etwas über unserer im März 2012 veröffentlichten Prognose: Diese sah bei beiden Ergebniskennzahlen einen Abschluss auf Vorjahreshöhe vor (siehe Geschäftsbericht 2011, Seite 98 f.). Unsere Verluste im Gas-Midstream-Geschäft fielen wesentlich geringer aus, als wir zunächst angenommen hatten. Außerdem kamen wir mit unseren laufenden effizienzsteigernden Maßnahmen besser voran als geplant. Erwartungsgemäß stark zulegen konnten wir in der deutschen Stromerzeugung, deren Ertragslage 2011 noch durch hohe Einmalbelastungen aus der Laufzeitverkürzung für unsere deutschen Kernkraftwerke geprägt war. Darüber hinaus profitierten wir 2012 von einer stark verbesserten Performance im Energiehandel. Lässt man wesentliche Konsolidierungs- und Währungseffekte außer Betracht, ergab sich beim EBITDA und beim betrieblichen Ergebnis ein Plus von 12% bzw. 13%.

- **Deutschland:** Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs verbesserte sich um 10% auf 4.622 Mio. €. In den beiden Geschäftsfeldern Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze zeigten sich folgende Entwicklungen:

Stromerzeugung: Hier erzielten wir ein Ergebnis von 3.044 Mio. €, das im Rahmen der Erwartungen lag. Den Vorjahreswert übertrafen wir damit um 13%. Maßgeblich dafür war der erwähnte Wegfall von Sonderbelastungen aus 2011: Die Beschleunigung des Kernenergieausstiegs hatte u.a. eine deutliche Anhebung der Rückstellungen für die Stilllegung und den Rückbau unserer Kernkraftwerke erforderlich gemacht; außerdem mussten wir Brennelemente aus der Anlage in Biblis abschreiben, da wir sie nicht mehr nutzen konnten. Negative Einflüsse gab es aber auch im Berichtsjahr: Der Durchschnittspreis, den wir beim Terminverkauf unserer Erzeugung von 2012 erzielten, lag unter dem Vergleichswert für 2011, während die von uns gezahlten Brennstoffpreise und der Aufwand aus der deutschen Kernbrennstoffsteuer höher ausfielen. Entlastungen ergaben sich bei der Beschaffung von CO₂-Emissionsrechten. Positiv wirkte sich auch aus, dass unser neuer Braunkohledoppelblock am Standort Neurath Anfang 2012 den Betrieb aufnahm.

Vertrieb/Verteilnetze: Das betriebliche Ergebnis dieses Geschäftsfelds hat sich um 5% auf 1.578 Mio. € verbessert. Prognostiziert hatten wir einen Abschluss auf Vorjahreshöhe, konnten die Erwartungen aber vor allem im Gasvertrieb übertreffen: Neben der etwas kühleren Witterung trugen dazu Erfolge bei der Akquise und Bindung von Haushaltskunden bei. Wichtigster Erfolgsfaktor im Berichtsjahr waren effizienzsteigernde Maßnahmen. Daneben führte der durch Konzessionsverluste veranlasste Verkauf von Netzen zu Veräußerungserträgen; das betraf hauptsächlich die ostdeutsche Regionalgesellschaft enviaM. Einen Rückgang verzeichneten wir beim Beteiligungsergebnis, das im Vorjahr durch Sondereffekte begünstigt war.

- **Niederlande/Belgien:** Essent erzielte ein betriebliches Ergebnis von 228 Mio. €. Das sind 7% weniger als 2011. Der Ergebnissrückgang fiel nicht so deutlich wie erwartet aus, weil wir hohe Erträge aus der Optimierung des Gasbezugs erzielten. Dass wir unter Vorjahr abschlossen, ist auf die schwierige Marktsituation in der Stromerzeugung zurückzuführen. Kostensenkende Maßnahmen im Vertriebsgeschäft trugen zur Stabilisierung der Ertragslage bei.
- **Großbritannien:** Bei RWE npower ist das betriebliche Ergebnis um 34% auf 480 Mio. € gestiegen. Unsere Prognose vom März 2012 hat sich damit bestätigt. Ohne den Wechselkurseinfluss kamen wir auf ein Plus von 25%, das dem Vertriebsgeschäft zuzuordnen ist. Hier profitierten wir von Effizienzsteigerungen und dem höheren Gasabsatz. Allerdings haben sich die Strommargen im Geschäftskundensegment verringert und die Umlagen für die Stromnetznutzung erhöht. Die Ertragslage in der Erzeugungssparte war dadurch belastet, dass wir beim Stromterminverkauf für 2012 niedrigere Kraftwerksmargen erzielten als für 2011. Außerdem enthielt der Vorjahresabschluss noch Einmalserträge, die aus Schadensersatzleistungen eines Zulieferers stammten. Positiv wirkte, dass wir 2012 unser neues Gaskraftwerk in Pembroke in Betrieb genommen haben. Das auf die ausschließliche Verfeuerung von Biomasse umgerüstete Kraftwerk in Tilbury leistete trotz der brandbedingten Ausfallzeit einen höheren Ergebnisbeitrag als 2011.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

- **Zentralost-/Südosteuropa:** Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs hat sich erwartungsgemäß verringert. Mit 1.045 Mio. € lag es um 6 % unter dem Vorjahreswert. Ohne Wechselkurseffekte ergibt sich ein Minus von 4 %. Im tschechischen Gasgeschäft haben sich die Margen aus dem Verteilnetzbetrieb verschlechtert, die aus dem Vertrieb dagegen verbessert. Unser tschechischer Ferngasnetzbetreiber NET4GAS profitierte von höheren Transiterlösen, denen allerdings Ergebniseinbußen im inländischen Transportgeschäft gegenüberstanden. In Ungarn schloss unser Stromvertrieb wegen negativer Mengen- und Preiseffekte unter Vorjahr, während die Netz- und Erzeugungsmargen etwas höher ausfielen. Im polnischen Stromgeschäft konnten wir trotz intensiven Wettbewerbs am Endkundenmarkt zulegen. Dabei kamen uns auch Sondereffekte aus Rückstellungsaufösungen zugute.
- **Erneuerbare Energien:** Der Bereich erzielte ein leicht verbessertes Ergebnis von 183 Mio. €; das lag im Rahmen der Prognose vom März 2012. Die Entwicklung von Wachstumsprojekten ist weiterhin mit hohen Kosten verbunden. Dem stehen positive Effekte aus der Inbetriebnahme neuer Stromerzeugungskapazitäten gegenüber. Im Berichtsjahr waren dies im Wesentlichen Windkraftanlagen. Einen hohen Ergebnisbeitrag lieferte der neue Offshore-Windpark Greater Gabbard, an dem wir zu 50 % beteiligt sind und der seit September 2012 mit seiner gesamten Nettoleistung von 504 MW am Netz ist. Allerdings sind auch Einmalerträge aus Schadensersatzansprüchen entfallen, die wir 2011 für Verspätungen beim Bau dieses Windparks geltend gemacht haben. Darüber hinaus verringerte sich der Ergebnisbeitrag, den wir mit dem Verkauf von Projekten erzielten.
- **Upstream Gas & Öl:** Das Ergebnis von RWE Dea hat sich erwartungsgemäß stark verbessert. Mit 685 Mio. € fiel es um 23 % höher aus als 2011. Neben den etwas höheren realisierten Öl- und Gaspreisen trug dazu die Aufwertung des US-Dollars gegenüber dem Euro bei. Außerdem hat sich der Explorationsaufwand verringert. Allerdings gab es auch negative Ergebniseinflüsse, insbesondere aus dem leichten Rückgang der Fördermengen.
- **Trading/Gas Midstream:** Der Bereich schloss mit einem betrieblichen Verlust ab, der mit 598 Mio. € aber wesentlich niedriger ausfiel als im Vorjahr. Das Ergebnis lag über unseren Erwartungen. Im März 2012 hatten wir noch mit einer deutlichen Verschlechterung gegenüber 2011

gerechnet. Tatsächlich aber konnte RWE Supply & Trading im verlustbringenden Gas-Midstream-Geschäft Boden gutmachen. Zum Hintergrund: Wir kaufen Gas zum Teil auf Basis langfristiger Verträge mit Ölpreisbindung ein und müssen für diese Bezüge mitunter deutlich höhere Preise zahlen, als beim Weiterverkauf am Markt zu erzielen sind. Der Anteil der ölpreisabhängigen Bezüge hat sich aber schon deutlich verringert, da wir uns bereits mit fast allen Gaslieferanten auf Vertragsanpassungen und Kompensationszahlungen verständigen konnten, zuletzt im Juni 2012 mit Statoil und im Dezember 2012 mit GasTerra. Lediglich mit Gazprom haben wir noch keine Lösung gefunden, erwarten dies aber für das laufende Jahr. Unabhängig davon profitierten wir 2012 vom positiven Ausgang eines Schiedsverfahrens mit dem russischen Gaskonzern, das die Höhe unserer Mindestbezugsmengen betraf (siehe Seite 50). Darüber hinaus hat sich unsere Performance im Energiehandel deutlich verbessert.

RWE erwirtschaftet Kapitalrendite von 12,0 %. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir einen Return on Capital Employed (ROCE) von 12,0 % erwirtschaftet. Damit lagen wir über dem Vorjahreswert (10,9 %). Die Konzernkapitalkosten vor Steuern in Höhe von 9,0 % konnten wir 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 im Berichtsjahr auf 1.589 Mio. €. Er war damit um 24 % höher als 2011 (1.286 Mio. €). Ursache ist das verbesserte betriebliche Ergebnis. Gegenläufig wirkte, dass wir den Kapitalkostensatz auf Konzernebene gegenüber 2011 (8,5 %) um 0,5 Prozentpunkte angehoben haben. Damit berücksichtigen wir, dass sich der Anteil des stabilen regulierten Geschäfts im Konzernportfolio durch die Entkonsolidierung des Stromübertragungsnetzbetreibers Amprion verringert hat. Außerdem sind nach unserer Einschätzung die Risiken für einige Unternehmensbereiche gestiegen, nicht zuletzt infolge der Staatsschuldenkrise im Euroraum. Dementsprechend haben wir auch für einzelne Segmente die Kapitalkosten neu justiert.

- **Deutschland:** Mit 2.038 Mio. € leistete der Unternehmensbereich den bei Weitem größten Beitrag zur Wertsteigerung im RWE-Konzern. Maßgeblichen Anteil daran hat das Geschäftsfeld Stromerzeugung, dessen Wertbeitrag sich aufgrund der verbesserten Ertragslage um 386 Mio. € auf

- 1.823 Mio. € erhöhte. Im Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze verzeichneten wir trotz der positiven Ergebnisentwicklung einen Rückgang des Wertbeitrags um 14 Mio. € auf 201 Mio. €. Ausschlaggebend dafür war, dass das betriebliche Vermögen gestiegen ist und wir den Kapitalkostensatz um 0,25 Prozentpunkte auf 8,25% heraufgesetzt haben.
- **Niederlande/Belgien:** Der Wertbeitrag des Bereichs hat sich um 55 Mio. € auf –252 Mio. € verringert. Dazu trug der Ergebnissrückgang bei. Hauptgrund aber war, dass sich das betriebliche Vermögen erhöhte, u.a. wegen des Baufortschritts beim Steinkohlekraftwerk Eemshaven. Neuanlagen gehen bereits in der Bauphase ins Betriebsvermögen ein, wenn sie noch keinen Ergebnisbeitrag liefern.
 - **Großbritannien:** RWE npower konnte die Kapitalkosten in etwa decken. Wegen der positiven Ergebnisentwicklung verbesserte sich der Wertbeitrag um 104 Mio. € auf –2 Mio. €.
 - **Zentralost-/Südosteuropa:** Der Unternehmensbereich lieferte mit 495 Mio. € den zweitgrößten Beitrag zur Wertsteigerung im RWE-Konzern. Damit blieb er aber um 161 Mio. € hinter dem Vorjahreswert zurück. Neben dem Ergebnissrückgang kam hier der Aufbau von betrieblichem Vermögen zum Tragen. Außerdem haben wir den Kapitalkostensatz für den Unternehmensbereich um 0,25 Prozentpunkte auf 8,0% erhöht.
 - **Erneuerbare Energien:** Unsere umfangreichen Investitionen in den Ausbau des Erzeugungsportfolios waren ausschlaggebend dafür, dass der Bereich die Kapitalkosten noch nicht decken konnte. Der Wertbeitrag lag bei –254 Mio. €. Gegenüber 2011 hat er sich um 39 Mio. € verschlechtert, denn der Aufbau von betrieblichem Vermögen spiegelte sich noch nicht in der Ergebnisentwicklung wider. Positiv wirkte sich aus, dass wir für den Bereich einen gegenüber 2011 um 0,25 Prozentpunkte verringerten Kapitalkostensatz von 8,75% zugrunde legen.
 - **Upstream Gas & Öl:** Bei RWE Dea schlug sich der erfolgreiche Geschäftsverlauf in einer Erhöhung des Wertbeitrags um 89 Mio. € auf 294 Mio. € nieder. Dämpfenden Einfluss hatten unsere umfangreichen Investitionen in den Ausbau der Upstream-Position, die zu einem Anstieg des betrieblichen Vermögens führten.
 - **Trading/Gas Midstream:** Bei RWE Supply & Trading spiegelte sich der betriebliche Verlust in einem negativen Wertbeitrag wider. Gegenüber dem wesentlich ertragschwächeren Vorjahr ergab sich aber eine Verbesserung um 251 Mio. € auf –879 Mio. €. Wertbeitragsmindernd wirkte, dass wir den Kapitalkostensatz des Bereichs um 0,25 Prozentpunkte auf 10,0% angehoben haben.

Kennzahlen des Wertmanagements	Betriebliches Ergebnis 2012	Betriebliches Vermögen 2012 ¹	ROCE 2012	Kapitalkosten vor Steuern 2012	Absoluter Wertbeitrag 2012	Kapitalkosten vor Steuern 2011	Absoluter Wertbeitrag 2011
	in Mio. €	in Mio. €	in %	in %	in Mio. €	in %	in Mio. €
Deutschland	4.622	29.531 ²	15,7	8,75	2.038 ²	8,75	1.631 ²
Stromerzeugung	3.044	12.852	23,7	9,5	1.823	9,5	1.437
Vertrieb/Verteilnetze	1.578	16.696	9,5	8,25	201	8,0	215
Niederlande/Belgien	228	5.332	4,3	9,0	–252	9,0	–197
Großbritannien	480	5.355	9,0	9,0	–2	9,0	–106
Zentralost-/Südosteuropa	1.045	6.874	15,2	8,0	495	7,75	656
Erneuerbare Energien	183	4.994	3,7	8,75	–254	9,0	–215
Upstream Gas & Öl	685	3.065	22,3	12,75	294	12,75	205
Trading/Gas Midstream	–598	2.812	–21,3	10,0	–879	9,75	–1.130
Sonstige, Konsolidierung	–229	–4.326	–	–	149	–	442
RWE-Konzern	6.416	53.637	12,0	9,0	1.589	8,5	1.286

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.

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Wertmanagementkonzept des RWE-Konzerns

Renditeorientierte Unternehmenssteuerung. Die Steigerung des Unternehmenswertes ist Kernelement unserer Strategie. Ob und wie erfolgreich wir dabei sind, messen wir mit unserem Wertmanagementkonzept. Zusätzlicher Wert wird immer dann geschaffen, wenn die Rendite auf das eingesetzte Vermögen, d.h. der Return on Capital Employed (ROCE), höher ist als die Kapitalkosten. Der ROCE zeigt die rein operative Rendite. Er entspricht dem Verhältnis des betrieblichen Ergebnisses zum betrieblichen Vermögen.

Die Tabelle auf Seite 66 stellt dar, wie die Kapitalkosten hergeleitet werden. Wir ermitteln sie als gewichteten Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Die Eigenkapitalkosten spiegeln die unternehmensspezifische Renditeerwartung am Kapitalmarkt bei einer Investition in die RWE-Aktie wider. 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 2012 legen wir Werte zugrunde, die von denen des Vorjahres teilweise abweichen. Die wesentliche Anpassung besteht darin, dass wir angesichts gestiegener Risiken den Betafaktor angehoben haben.

Die Eigenkapitalkosten ermitteln wir folgendermaßen: Wir nehmen einen Zinssatz für eine risikolose Anlage in Höhe von 3,8 % (Vorjahr: 3,7 %) als Basis und addieren konzern- bzw. bereichsspezifische Risikoaufschläge. Für das Berichtsjahr legen wir einen Betafaktor von 1,03 (Vorjahr: 0,90) zugrunde. Beim Eigenkapital ergibt sich damit ein Kostensatz von 8,9 % nach Steuern (Vorjahr: 8,2 %).

Für das Fremdkapital veranschlagen wir einen Kapitalkostensatz von 5,0 % (Vorjahr: 4,9 %) vor Steuern.

Das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital setzen wir unverändert mit 50:50 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 2012 auf Kapitalkosten für den RWE-Konzern von 9,0 % vor Steuern (Vorjahr: 8,5 %).

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 hingegen 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.

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

RWE-Konzern – Ermittlung des betrieblichen Vermögens		31.12.2012	31.12.2011
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen ¹	Mio. €	59.314	57.596
+ Beteiligungen inkl. Ausleihungen ²	Mio. €	5.433	6.286
+ Vorräte	Mio. €	3.128	3.342
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Mio. €	8.024	7.459
+ Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte ³	Mio. €	7.174	9.978
– Unverzinsliche Rückstellungen ⁴	Mio. €	12.021	11.566
– Unverzinsliche Verbindlichkeiten ⁵	Mio. €	15.474	20.225
– Korrekturen ⁶	Mio. €	797	890
Betriebliches Vermögen	Mio. €	54.781	51.981

RWE-Konzern – Ermittlung des Wertbeitrags		2012
Betriebliches Vermögen vor Korrekturen (im Jahresdurchschnitt)	Mio. €	53.381
+ Korrekturen ⁷	Mio. €	256
Betriebliches Vermögen nach Korrekturen (im Jahresdurchschnitt)	Mio. €	53.637
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	6.416
ROCE	%	12,0
Relativer Wertbeitrag	%	3,0
Absoluter Wertbeitrag	Mio. €	1.589

1 Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property wurden mit hälftigen Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt (siehe Anlagespiegel); Geschäfts- oder Firmenwerte sowie Kundenbeziehungen wurden mit ihren Buchwerten erfasst. Für 2011 und 2012 ist nicht mehr produktives Anlagevermögen des deutschen Netzgeschäfts in Höhe von 808 Mio. € herausgerechnet worden.

2 At-Equity-bilanzierte Beteiligungen und übrige Finanzanlagen; nicht enthalten sind langfristige Wertpapiere.

3 Inkl. Ertragsteueransprüche; nicht berücksichtigt sind Finanzderivate in Höhe von 1.033 Mio. € (Vorjahr: 1.204 Mio. €) und das Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen.

4 Steuerrückstellungen und sonstige Rückstellungen; nicht enthalten sind Rückstellungen mit Langfristcharakter in Höhe von 927 Mio. € (Vorjahr: 598 Mio. €).

5 Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, Ertragsteuerverbindlichkeiten und übrige Verbindlichkeiten; nicht enthalten sind Finanzderivate in Höhe von 818 Mio. € (Vorjahr: 981 Mio. €) und Kaufpreisverbindlichkeiten aus Andienungsrechten in Höhe von 1.320 Mio. € (Vorjahr: 1.593 Mio. €).

6 Herausgerechnet wurden im Wesentlichen nach IAS 16.15 gebildete Aktiva in Höhe von 471 Mio. € (Vorjahr: 447 Mio. €), durch die kein Kapital gebunden wird. Ebenfalls herausgerechnet wurden passive latente Steuern auf den aktivierten Kundenstamm von RWE npower.

7 Zeitliche Korrekturen, im Wesentlichen wegen unterjähriger Erst- oder Entkonsolidierungen

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2012	2011	+/- in Mio. €
Veräußerungsgewinne	487	393	94
Ergebniseffekte aus Commodity-Derivaten	470	-176	646
Restrukturierungen, Sonstige	-3.051	-1.374	-1.677
Neutrales Ergebnis	-2.094	-1.157	-937

Überleitung zum Nettoergebnis: Hohe Einmalbelastungen durch Wertberichtigungen.

Die Überleitung vom betrieblichen Ergebnis zum Nettoergebnis ist durch negative Sondereinflüsse geprägt, insbesondere durch hohe außerplanmäßige Abschreibungen auf unser niederländisches Stromerzeugungsgeschäft. Gestiegene Zinsaufwendungen und zinsbedingte Zuführungen zu Rückstellungen brachten weitere Belastungen. Dem standen positive Ergebniseffekte aus Commodity-Derivaten gegenüber.

Das neutrale Ergebnis hat sich gegenüber dem bereits negativen Vorjahreswert weiter verschlechtert. Es sank um 937 Mio. € auf -2.094 Mio. €. Seine Einzelpositionen entwickelten sich wie folgt:

- Die Veräußerungsgewinne lagen mit 487 Mio. € über dem bereits hohen Vorjahresniveau (393 Mio. €). Sie stammen u.a. aus dem Verkauf des britischen Kernenergie-Joint-Ventures Horizon sowie unserer Beteiligungen am Koblenzer Regionalversorger KEVAG und an der Konzession für das norwegische Upstream-Projekt „Edvard Grieg“. Über diese Transaktionen informieren wir auf Seite 48 f. Weitere Erträge erzielten wir durch die Veräußerung unseres 25,3%- Anteils an der niederländischen KEMA, einem führenden Unternehmen auf dem Gebiet der Beratung, Prüfung und Zertifizierung im Energiesektor.
- Aus der bilanziellen Erfassung bestimmter Derivate, mit denen wir Commodity-Termingeschäfte preislich absichern, entstand per saldo ein Ertrag von 470 Mio. €, nachdem im Vorjahr noch ein Verlust von 176 Mio. € angefallen war. Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) sind die 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.
- Die in der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ erfassten Belastungen waren außergewöhnlich hoch. Daher fiel das Ergebnis hier mit -3.051 Mio. € noch wesentlich schwächer aus als im Vorjahr (-1.374 Mio. €). Der Jahresabschluss 2012 enthält Wertberichtigungen in Gesamthöhe von 2,3 Mrd. €. Davon entfallen 1,7 Mrd. € auf unseren niederländischen Kraftwerkspark, dessen Ertragsperspektiven sich marktbedingt stark verschlechtert haben. Hier kommt u.a. der massive Ausbau der deutschen Solarstromkapazitäten zum Tragen, die auch in den Niederlanden konventionelle Kraftwerke aus dem Markt drängen. Eine weitere Abschreibung, die sich auf 139 Mio. € belief, haben wir auf unseren langfristigen Strombezugsvertrag mit dem niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ vorgenommen. Den Vertrag hatten wir 2011 gemeinsam mit einer 30%-Beteiligung an EPZ erworben. Wir erhalten den Strom zu Gestehungskosten. Die bei seinem Weiterverkauf erzielbaren Margen fallen wegen des gesunkenen Preisniveaus im Stromgroßhandel niedriger aus, als wir zum Zeitpunkt der EPZ-Transaktion angenommen haben. Auch bei RWE Innogy wurden Wertberichtigungen erforderlich, die sich auf 215 Mio. € summierten und zum großen Teil Biomasseprojekte betrafen. Weitere Einmalbelastungen in Höhe von rund 430 Mio. € ergaben sich dadurch, dass wir Rückstellungen für Altersteilzeitvereinbarungen und Abfindungen gebildet haben; dies betraf in erster Linie RWE Deutschland, RWE Power und RWE Service. Die planmäßige Abschreibung auf den Kundenstamm von RWE npower belief sich auf 113 Mio. € (Vorjahr: 256 Mio. €). Sie ist im Mai 2012 ausgelaufen.

Finanzergebnis in Mio. €	2012	2011	+/- in Mio. €
Zinserträge	413	430	-17
Zinsaufwendungen	-1.249	-1.063	-186
Zinsergebnis	-836	-633	-203
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-1.208	-869	-339
Übriges Finanzergebnis	-48	-131	83
Finanzergebnis	-2.092	-1.633	-459

Mit -2.092 Mio. € fiel auch das Finanzergebnis schwächer aus als im Vorjahr. Im Einzelnen ergaben sich hier folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis ging um 203 Mio. € auf -836 Mio. € zurück. Unser Fremdfinanzierungsaufwand war höher als 2011. Zurückzuführen ist das u.a. auf ein gestiegenes Durchschnittsniveau der Finanzschulden. Darüber hinaus enthielt das Vorjahresergebnis noch einen positiven Sondereffekt aus der Auflösung von Rückstellungen; Hintergrund war, dass Verpflichtungen der deutschen Kernkraftwerksbetreiber zu unverzinslichen Vorausleistungen für den „Klima- und Energiefonds“ wegen des beschleunigten Kernenergieausstiegs weggefallen sind (siehe Geschäftsbericht 2011, Seite 43).
- Die Zinsanteile an Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen erhöhten sich um 339 Mio. € auf 1.208 Mio. €. Wesentliche Ursache dafür sind Anpassungen der „sonstigen langfristigen Rückstellungen“, die sich aus einer Absenkung der Diskontierungssätze ergaben. Die neuen Sätze spiegeln das gesunkene Marktzinsniveau wider.
- Das „übrige Finanzergebnis“ verbesserte sich um 83 Mio. € auf -48 Mio. €, insbesondere wegen höherer Erträge aus Wertpapierverkäufen und positiver Effekte aus der Marktbewertung von Finanzgeschäften.

Überleitung zum Nettoergebnis		2012	2011	+/- in %
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	6.416	5.814	10,4
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-2.094	-1.157	-81,0
Finanzergebnis	Mio. €	-2.092	-1.633	-28,1
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	2.230	3.024	-26,3
Ertragsteuern	Mio. €	-526	-854	38,4
Ergebnis	Mio. €	1.704	2.170	-21,5
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	302	305	-1,0
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	96	59	62,7
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.306	1.806	-27,7
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	2.457	2.479	-0,9
Ergebnis je Aktie	€	2,13	3,35	-36,4
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	4,00	4,60	-13,0
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	614,5	539,0	14,0
Steuerquote	%	24	28	-

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

Das Ergebnis vor Steuern verringerte sich um 26 % auf 2.230 Mio. €. Die Steuerquote lag mit 24 % um 4 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert. Ausschlaggebend für das niedrige Niveau waren steuerfreie Veräußerungsgewinne und Sondereffekte aus latenten Steuern. Nach Steuern hat sich das Ergebnis um 21 % auf 1.704 Mio. € verringert.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter waren mit 302 Mio. € etwa so hoch wie 2011. Unseren Hybridkapitalgebern sind Ergebnisanteile in Höhe von 96 Mio. € zuzurechnen. Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten nach Steuern. Berücksichtigt werden hier aber nur jene Hybridanleihen, die gemäß IFRS zum Eigenkapital gehören: Dies gilt für die Emission vom September 2010 über 1.750 Mio. € und die vom März 2012 über 750 Mio. £. Letztere war ausschlaggebend dafür, dass sich die Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber um 37 Mio. € erhöhten.

Das Nettoergebnis des RWE-Konzerns war mit 1.306 Mio. € um 28 % niedriger als 2011. Je Aktie belief es sich auf 2,13 €. Hier fiel der Rückgang noch deutlicher aus (–36 %), denn die Zahl der im Umlauf befindlichen RWE-Aktien hat sich erhöht: Sie betrug durchschnittlich 614,5 Millionen, gegenüber 539,0 Millionen im Vorjahr. Das ergab sich aus unserer Kapitalerhöhung vom Dezember 2011 (siehe Geschäftsbericht 2011, Seite 46).

Nachhaltiges Nettoergebnis annähernd unverändert. Maßgeblich für die Höhe unserer Dividende ist das um Sondereinflüsse bereinigte, nachhaltige Nettoergebnis.

Darin nicht enthalten ist das neutrale Ergebnis, einschließlich der darauf entfallenden Steuern. Auch wesentliche Einmaleffekte im Finanzergebnis und bei den Ertragsteuern bleiben hier unberücksichtigt. Das im Berichtsjahr erzielte nachhaltige Nettoergebnis lag mit 2.457 Mio. € erwartungsgemäß in der Größenordnung des Vorjahres. Bei der von Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG vorgeschlagenen Dividende von 2,00 € je Aktie ergibt sich für das Geschäftsjahr 2012 eine Ausschüttungsquote von 50 %.

Effizienzsteigerungsprogramm über 1,5 Mrd. €: Ziellinie erreicht. Unser 2007 gestartetes Programm zur Effizienzsteigerung haben wir im zurückliegenden Geschäftsjahr erfolgreich abgeschlossen. Mit Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung wollten wir einen dauerhaften Beitrag von 1,5 Mrd. € zum betrieblichen Ergebnis leisten. Basisjahr war 2006. Ab 2012 sollte das Programm seine volle Ergebniswirkung erreichen. Dieses Ziel wurde erfüllt. Das Effizienzprogramm zielte 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 wurden durch Verbesserungen bei den IT-Dienstleistungen und im Einkauf sowie durch die Bündelung von Querschnittsfunktionen erreicht. Inzwischen haben wir ein neues Programm gestartet, das an das bisherige anknüpft. Es soll ab 2014 einen zusätzlichen nachhaltigen Ergebniseffekt von 1 Mrd. € erbringen. Im Rahmen des neuen Programms konnten wir die Ertragslage bereits 2012 um 200 Mio. € verbessern.

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	2012	2011	+/- in Mio. €
Deutschland	1.868	2.374	–506
Stromerzeugung	964	1.168	–204
Vertrieb/Verteilnetze	904	1.206	–302
Niederlande/Belgien	613	971	–358
Großbritannien	190	416	–226
Zentralost-/Südosteuropa	667	852	–185
Erneuerbare Energien	999	825	174
Upstream Gas & Öl	684	701	–17
Trading/Gas Midstream	4	20	–16
Sonstige, Konsolidierung	56	194	–138
RWE-Konzern	5.081	6.353	–1.272

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	2012	2011	+/- in Mio. €
Deutschland	255	19	236
Stromerzeugung	-	-	-
Vertrieb/Verteilnetze	255	19	236
Niederlande/Belgien	3	431	-428
Großbritannien	72	184	-112
Zentralost-/Südosteuropa	1	6	-5
Erneuerbare Energien	94	66	28
Upstream Gas & Öl	-	-	-
Trading/Gas Midstream	38	6	32
Sonstige, Konsolidierung	-	7	-7
RWE-Konzern	463	719	-256

Investitionen um 22% zurückgefahren. Im Berichtsjahr haben wir Investitionen in Höhe von 5.544 Mio. € getätigt. Damit blieben wir 22% unter dem Niveau von 2011 (7.072 Mio. €). Unsere Ausgaben für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte haben sich gegenüber dem Rekordniveau der beiden Vorjahre (jeweils 6,4 Mrd. €) deutlich verringert. Sie summierten sich auf 5.081 Mio. €. Ein Großteil der Mittel floss in den Bau neuer Stromerzeugungskapazitäten. Der Erhalt und die Modernisierung unserer Netzinfrastruktur bildeten einen weiteren Schwerpunkt der Investitionstätigkeit. Für Finanzanlagen haben wir 463 Mio. € eingesetzt. Gegenüber 2011 (719 Mio. €) verzeichneten wir auch hier einen Rückgang.

- **Deutschland:** Der Bereich investierte 2.123 Mio. € und damit 11% weniger als im Vorjahr. In den Geschäftsfeldern zeigte sich folgende Entwicklung:

Stromerzeugung: Das Investitionsvolumen in der deutschen Stromerzeugung war mit 964 Mio. € um 17% niedriger als 2011. Es entfiel ausschließlich auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Größter Einzelposten war der Bau eines Steinkohledoppelblocks in Hamm mit 1.528 MW Nettoleistung. Die Anlage wird nach heutigem Planungsstand ab Frühjahr 2014 mit beiden Blöcken im kommerziellen Betrieb sein. Wir veranschlagen für das Projekt einen Mitteleinsatz von 2,4 Mrd. €. Darüber hinaus haben wir 2012 in die Fertigstellung des neuen Braunkohlekraftwerks am Standort Neurath bei Köln investiert. Die beiden Blöcke mit insgesamt 2.100 MW Nettoleistung

starteten Anfang 2012 mit dem Probetrieb und im Juli bzw. August mit der kommerziellen Stromproduktion. Wir haben insgesamt 2,6 Mrd. € für sie ausgegeben.

Vertrieb/Verteilnetze: In diesem Geschäftsfeld haben wir 1.159 Mio. € investiert und damit 5% weniger als 2011. Stark angestiegen sind die Ausgaben für Finanzanlagen: Sie beliefen sich auf 255 Mio. €, vor allem wegen der Aufstockung unserer Beteiligung am österreichischen Energieversorger KELAG. Im Vorjahr (19 Mio. €) hatten wir keine Transaktion dieser Größenordnung getätigt. Die für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte eingesetzten Mittel haben sich dagegen um 25% auf 904 Mio. € verringert. Sie entfielen im Wesentlichen auf den Ausbau und die Erneuerung der Netzinfrastruktur. Dabei verfolgen wir auch das Ziel einer besseren Integration der erneuerbaren Energien in die Versorgungsinfrastruktur. Außerdem investierten wir in neue Gasspeicherkapazitäten.

- **Niederlande/Belgien:** Die Investitionen des Bereichs haben sich mit 616 Mio. € mehr als halbiert. Unsere Ausgaben für Finanzanlagen, die 2011 wegen des Erwerbs der Energy Resources Holding B.V. noch außergewöhnlich hoch gewesen waren (431 Mio. €), fielen 2012 mit 3 Mio. € kaum ins Gewicht. Auch die Sachinvestitionen sind gesunken, und zwar um 37% auf 613 Mio. €. Hauptgrund war, dass wir Anfang 2012 unsere beiden Gaskraftwerke Claus C und Moerdijk 2 fertiggestellt haben. Für diese Anlagen haben wir 1,1 Mrd. € bzw. 0,4 Mrd. € ausgegeben. Größtes laufendes Vorhaben von Essent ist

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

der Steinkohledoppelblock in Eemshaven mit 1.560 MW Nettoleistung, der 2014 ans Netz gehen soll. Der Mitteleinsatz für die Anlage wird sich voraussichtlich auf 2,9 Mrd. € summieren.

- Großbritannien: RWE npower investierte 262 Mio. € und damit 56% weniger als im Vorjahr. Die Mittel für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte verringerten sich um 54% auf 190 Mio. €. Ausschlaggebend dafür war, dass RWE npower mit dem Gaskraftwerk Pembroke das größte Einzelprojekt fertigstellen konnte. Für die Anlage mit einer Nettoleistung von 2.188 MW setzten wir insgesamt 1,2 Mrd. € ein. Darüber hinaus investierten wir in ein neues Kundenabrechnungssystem. Die Ausgaben für Finanzanlagen waren mit 72 Mio. € deutlich niedriger als im Vorjahr (184 Mio. €). Sie dienten nahezu ausschließlich dem Erwerb von Land durch das inzwischen veräußerte Kernenergie-Joint-Venture Horizon.
- Zentralost-/Südosteuropa: Die Investitionen des Bereichs lagen mit 668 Mio. € um 22% unter dem Niveau des Vorjahres. Sie entfielen nahezu komplett auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Der Schwerpunkt lag unverändert auf Maßnahmen zur Verbesserung der Strom- und Gasnetzinfrastuktur. Beispielsweise haben wir eine neue Gastransit-Pipeline im Westen von Tschechien gebaut, die seit Anfang 2013 in Betrieb ist. Außerdem haben wir 2012 die Arbeiten am Gaskraftwerk im türkischen Denizli fortgesetzt. Die Anlage mit einer Gesamtkapazität von 775 MW soll Mitte 2013 ans Netz gehen. Das Investitionsvolumen veranschlagen wir auf insgesamt 0,5 Mrd. €.
- Erneuerbare Energien: RWE Innogy hat die Investitionen um 23% auf 1.093 Mio. € gesteigert. In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte flossen 999 Mio. € und damit 21% mehr als 2011. 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. Im Berichtsjahr haben wir mit dem Bau der Fundamente begonnen. Mitte 2013 sollen die ersten der insgesamt 160 Turbinen aufgestellt werden. Nach heutigem Planungsstand wird Gwynt y Môr ab September 2014 mit der vollen Kapazität am Netz sein. Das gesamte Investitionsvolumen beträgt 2,5 Mrd. €. Davon entfallen etwa 1,5 Mrd. € auf RWE. Auf rund 1,1 Mrd. € beläuft sich das Investitionsbudget für den Windpark Nordsee Ost nahe Helgoland mit 295 MW Gesamtleistung. RWE ist hier alleiniger Investor. Die Arbeiten an den Fundamenten wurden im Herbst 2012 aufgenommen. Wegen Verzögerungen bei der Anbindung an das Stromnetz werden wir wohl erst im kommenden Jahr damit beginnen, die Turbinen aufzustellen. Ende 2014 sollen die Arbeiten abgeschlossen sein. Ein drittes Großprojekt – der 504-MW-Windpark Greater Gabbard vor der britischen Nordseeküste – ist mittlerweile abgeschlossen. Seit September 2012 sind alle 140 Turbinen im kommerziellen Betrieb. Wir sind an dem Windpark mit 50% beteiligt. Finanziert haben wir ihn über Ausleihungen an das Joint Venture Greater Gabbard Offshore Winds Limited, die nicht zu den Investitionen zählen: Im Berichtsjahr haben wir die Ausleihungen um 67 Mio. € aufgestockt (Vorjahr: 120 Mio. €). Weiter ausgebaut haben wir auch unser Windkraftportfolio an Land, vor allem in Großbritannien und Polen. Größtes Einzelvorhaben auf dem Gebiet der Biomasse ist eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im schottischen Markinch, die über eine elektrische Nennleistung von 46 MW verfügt und im laufenden Jahr die Produktion aufnehmen soll. Darüber hinaus bauen wir in Enna auf Sizilien eine Biomasseanlage mit 19 MW. Auch dieses Projekt soll im laufenden Jahr abgeschlossen werden. Die Finanzinvestitionen von RWE Innogy beliefen sich auf 94 Mio. € (Vorjahr: 66 Mio. €). Die Mittel flossen u.a. in den Erwerb der polnischen Onshore-Windparks Taciewo mit 30 MW und Krzecin mit 14 MW.
- Upstream Gas & Öl: Die Investitionen von RWE Dea lagen mit 684 Mio. € knapp unter dem Vorjahresniveau. Sie waren ausschließlich den Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten zuzuordnen. Im Berichtsjahr entfiel ein großer Teil der Ausgaben auf die Entwicklung der neuen Gasfelder Breagh, Devenick und Clipper South in der britischen Nordsee. Hier haben wir eine Reihe von Produktionsbohrungen vorgenommen. Beim Breagh-Projekt kam der Ausbau der Gasaufbereitungsanlage in Teesside hinzu. Dabei traten Verzögerungen auf, sodass erst 2013 mit der Gasförderung begonnen werden kann. Vorangetrieben haben wir die Feldesentwicklung auch in unserer ägyptischen Konzession Disouq. Daneben trugen erfolgreiche Explorationsbohrungen zum hohen Investitionsvolumen des vergangenen Jahres bei. Dies betraf in erster Linie unsere norwegischen Felder. Ferner investierten wir in produktionserhaltende Maßnahmen.

- **Trading/Gas Midstream:** Die Investitionen von RWE Supply & Trading lagen mit 42 Mio. € um 62 % über dem Vorjahresniveau. Während die für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte eingesetzten Mittel kaum ins Gewicht fielen, erhöhten sich die Ausgaben für Finanzanlagen um 32 Mio. € auf 38 Mio. €. Sie betrafen u.a. das europäische Gaspipeline-Projekt Nabucco und unser Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG).

In der Position „Sonstige, Konsolidierung“ weisen wir für 2012 Investitionen von 56 Mio. € aus, die ausschließlich Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte betrafen. Der Vorjahreswert war mit 201 Mio. € wesentlich höher ausgefallen, da er noch die Investitionen des im September 2011 entkonsolidierten Stromübertragungsnetzbetreibers Amprion enthielt. Im Berichtsjahr dienten die Ausgaben überwiegend der Verbesserung unserer IT-Infrastruktur.

Mitarbeiter ¹	31.12.12	31.12.11	+/- in %
Deutschland	34.304	35.769	-4,1
Stromerzeugung	14.794	15.371	-3,8
Vertrieb/Verteilnetze	19.510	20.398	-4,4
Niederlande/Belgien	3.600	3.794	-5,1
Großbritannien	11.861	12.053	-1,6
Zentralost-/Südosteuropa	10.945	11.328	-3,4
Erneuerbare Energien	1.573	1.493	5,4
Upstream Gas & Öl	1.375	1.362	1,0
Trading/Gas Midstream	1.457	1.562	-6,7
Sonstige ²	5.093	4.707	8,2
RWE-Konzern	70.208	72.068	-2,6

¹ Umgerechnet in Vollzeitstellen

² Davon 2.624 Mitarbeiter bei RWE IT (Ende 2011: 2.417) und 1.692 Mitarbeiter bei RWE Service (Ende 2011: 1.557)

Personalstand 3 % unter Vorjahr. Zum 31. Dezember 2012 beschäftigte RWE 70.208 Mitarbeiter. Bei der Ermittlung dieser Zahl wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Gegenüber 2011 hat sich unser Personalstand um 1.860 Mitarbeiter bzw. 3 % verringert. Der Rückgang ergibt sich zu zwei Dritteln aus operativem Stellenabbau und zu einem Drittel aus dem Verkauf unserer Mehrheitsbeteiligung am Koblenzer Regionalversorger KEVAG. Die Zahl unserer an deutschen Standorten Beschäftigten ist um 1.360 auf 40.272 gesunken. Wie in den Vorjahren haben wir weit über unseren eigenen Bedarf hinaus ausgebildet: Ende 2012 erlernten mehr als 2.800 junge Menschen bei uns einen Beruf. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

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 Best-Practice-Grundsätzen und nutzt konzernweit standardisierte Einkaufssysteme. Durch Bündelung und Optimierung der Beschaffung haben wir in den vergangenen Jahren beträchtliche Kostensenkungen erreicht. Auch 2012 war in dieser Hinsicht ein erfolgreiches Jahr: Mithilfe international abgestimmter Beschaffungsstrategien konnten wir Synergien nutzen, insbesondere bei kraftwerksspezifischen Materialien und Leistungen. Weitere Einsparungen erzielten wir durch Nutzung weltweit gültiger Rahmenverträge – etwa für IT und

32	Strategie
38	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44	Politische Rahmenbedingungen
48	Wesentliche Ereignisse
51	Erläuterung der Berichtsstruktur
53	Geschäftsentwicklung

allgemeine Verbrauchsgüter. Die konzernweite Einführung eines Standards für den Katalogeinkauf half uns, den Verwaltungs- und Prozessaufwand zu senken. Daneben haben wir unsere Lieferanten verstärkt daraufhin überprüft, ob ihr Geschäftsgebaren in Einklang mit internationalen Umwelt- und Sozialstandards steht. Unser besonderes Augenmerk galt dabei der Arbeitssicherheit.

Rohstoffe beziehen unsere Erzeugungsgesellschaften entweder direkt am Markt oder über RWE Supply & Trading. Bei Kraftwerkssteinkohle belief sich das Beschaffungsvolumen 2012 auf 18,1 Mio. Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE) gegenüber 15,0 Mio. Tonnen im Vorjahr. Der Anstieg ergibt sich aus der besseren Auslastung 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. Die im abgelaufenen Geschäftsjahr beschafften Steinkohlemengen summierten sich bei RWE Power auf 11,6 Mio. Tonnen SKE (Vorjahr: 11,0 Mio. Tonnen), bei RWE npower auf 4,1 Mio. Tonnen (2,4 Mio. Tonnen) und bei Essent auf 2,4 Mio. Tonnen (1,6 Mio. Tonnen). Unseren Bedarf decken wir größtenteils durch Einfuhren aus Kolumbien, den USA und Russland. RWE Power und RWE npower beziehen

Steinkohle in begrenztem Umfang auch aus heimischer Förderung. Die in unseren Kraftwerken Amer (Niederlande) und Tilbury (Großbritannien) verfeuerte Biomasse wird im Wesentlichen aus Nordamerika importiert. In unserer Holzpelletfabrik in Georgia produzieren wir sie dort teilweise selbst.

Braunkohle bezieht RWE aus eigenem Tagebau. In unserem Hauptabbaugebiet im Rheinland haben wir im Berichtsjahr 101,7 Mio. Tonnen gefördert (Vorjahr: 95,6 Mio. Tonnen). Davon wurden 89,7 Mio. Tonnen in unseren Kraftwerken verstromt und 12,0 Mio. Tonnen für Veredelungsprodukte verwendet.

Der Gaseinkauf des Konzerns ist im Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream angesiedelt. Unsere Bezugsmengen beliefen sich 2012 auf 38 Mrd. m³. Davon entfiel etwa die Hälfte auf langfristige Take-or-pay-Verträge. Solche Kontrakte haben wir im Wesentlichen mit Gesellschaften in Norwegen, Russland, den Niederlanden und Deutschland. Die andere Hälfte des Gases bezogen wir an europäischen Großhandelsmärkten, über Kurzfristverträge mit externen Lieferanten und in geringem Umfang von RWE Dea.

1.7 FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Im Geschäftsjahr 2012 haben wir umfassende Maßnahmen ergriffen, um unsere Finanzkraft zu stärken. Neben Desinvestitionen und Effizienzsteigerungen stand unser Programm zur Aufnahme von Hybridkapital ganz oben auf der Agenda. Sein Zielvolumen von 2 Mrd. € haben wir bereits zur Jahresmitte erreicht. Unsere Nettoschulden sind jedoch weiter angestiegen, denn die Zinsentwicklung am Kapitalmarkt hat eine Anhebung der Pensionsrückstellungen erforderlich gemacht. Außerdem reichte unser operativer Cash Flow nicht aus, um die Investitionen und Ausschüttungen zu finanzieren. Das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA blieb mit 3,5 allerdings unverändert. Um unsere hohe Bonität zu sichern, streben wir hier weiterhin eine Obergrenze von 3,0 an.

Zentrale Finanzierung. Für die Finanzierung des RWE-Konzerns ist die RWE AG verantwortlich. Diese beschafft Finanzmittel bei Banken oder am Geld- und Kapitalmarkt. Bei der Begebung von Anleihen bedient sie sich meist der niederländischen Tochtergesellschaft RWE Finance B.V., die Emissionen unter Garantie der RWE AG vornimmt. Andere Tochtergesellschaften nehmen nur in Einzelfällen Kapital direkt auf. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn die Nutzung lokaler Kredit- und Kapitalmärkte wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die RWE AG übernimmt außerdem die Koordination, wenn Konzerngesellschaften Haftungsverhältnisse eingehen. Sie entscheidet, in welcher Höhe Garantien oder Patronats-erklärungen 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 das Debt-Issuance-Programm, das der langfristigen Refinanzierung am Kapitalmarkt dient. Im Rahmen dieses Programms können wir Anleihen im Gesamtwert von 30 Mrd. € begeben. Daneben 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 syndizierte Kreditlinie über 4,0 Mrd. €, deren Laufzeit bis November 2017 reicht. Genutzt haben wir sie bislang nicht.

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

RWE schließt Hybridkapitalprogramm erfolgreich ab.

Unser Programm zur Aufnahme von Hybridkapital konnten wir bis Mitte 2012 vollständig umsetzen. Es hatte ein Zielvolumen von 2 Mrd. €. Gestartet haben wir es ein Jahr zuvor. Unsere erste Emission im Rahmen des Programms nahmen wir Ende Oktober 2011 vor. Ihr Nominalwert betrug 250 Mio. CHF. Im Jahr 2012 kamen folgende Emissionen hinzu:

- Mitte März haben wir eine Hybridanleihe über 750 Mio. £ mit einem Kupon von 7,0% begeben. Der Ausgabekurs lag bei 99,3%. Die Laufzeit der Anleihe ist theoretisch unbegrenzt. RWE besitzt jedoch ein Kündigungsrecht, das erstmals nach sieben Jahren ausgeübt werden kann. Die Emission richtete sich primär an institutionelle Investoren in Großbritannien.
- Ende März folgte eine Hybridanleihe über 500 Mio. US\$ mit einem Kupon von ebenfalls 7,0%. Der Ausgabekurs betrug 100%. Die Anleihe wird im Oktober 2022 fällig. Sie kann von RWE erstmals 2017 gekündigt werden. Zielpublikum der Emission waren Investoren im asiatischen Raum.
- Ende Juni haben wir die vorgenannte Anleihe um 500 Mio. US\$ aufgestockt. Hauptadressaten der Emission waren auch hier Anleger in Asien. Der Ausgabekurs für die neuen Papiere betrug 101,6%.

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

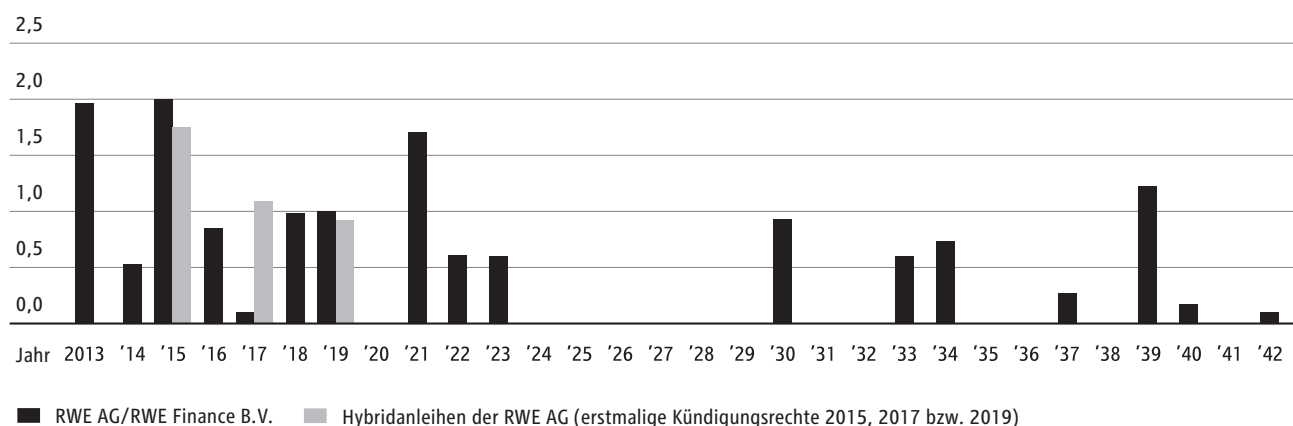
- Ebenfalls Ende Juni haben wir eine Hybridanleihe über 150 Mio. CHF mit einem Kupon von 5,0 % und einem Ausgabekurs von 100 % platziert. Die Laufzeit beträgt 60 Jahre bei erstmaligem Kündigungsrecht durch RWE im Jahr 2017. Adressaten der Emission waren Privatanleger mit Wohnsitz in der Schweiz und institutionelle Investoren.

Insgesamt hat RWE Hybridanleihen im Wert von umgerechnet 3,75 Mrd. € begeben. Mit einer Emission über 1.750 Mio. € hatten wir im September 2010 erstmals von diesem Finanzierungsinstrument Gebrauch gemacht.

Bei Hybridanleihen handelt es sich um eine Mischform aus Eigen- und Fremdkapital. In unseren Nettoschulden berücksichtigen wir sie nur zur Hälfte. Damit folgen wir der Vorgehensweise der Ratingagenturen. Für die Bilanzierung nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) gelten dagegen andere Regeln. Hier müssen die Hybridanleihen entweder ganz dem Eigen- oder ganz dem Fremdkapital zugerechnet werden. Maßgeblich dafür sind die bei der Emission festgelegten Konditionen. So werden unsere Anleihen über 1.750 Mio. € und 750 Mio. £ wegen ihrer theoretisch unbegrenzten Laufzeit in der IFRS-Bilanz ganz dem Eigenkapital zugerechnet, unsere übrigen Hybridanleihen dagegen ganz dem Fremdkapital.

Fälligkeitsstruktur der Kapitalmarktschulden des RWE-Konzerns (Stand: 31.12.2012)

Fälligkeiten in Mrd. € (insgesamt: 18,1 Mrd. €)



RWE begibt Sterling-Anleihe und nimmt zwei Privatplatzierungen vor. Zusätzlich zur Refinanzierung mit Hybridkapital hat RWE auch Standardanleihen begeben. Im Januar 2012 nahmen wir eine Emission über 600 Mio. £ vor. Die Papiere haben eine 22-jährige Laufzeit und einen Kupon von 4,75 %. Der Ausgabekurs betrug 99,82 %. Die Emission stieß

auf großes Anlegerinteresse und war deutlich überzeichnet. Im vergangenen Jahr gab es darüber hinaus zwei Privatplatzierungen, eine im Oktober über 270 Mio. € und eine im November über 100 Mio. €. Die Laufzeiten liegen hier bei 25 bzw. 30 Jahren.

Kapitalmarktschulden des RWE-Konzerns zum 31.12.12 nach Fälligkeit ¹		2013–2017	2018–2021	2022–2026	Ab 2027
Nominalvolumen	Mrd. €	6,5	3,7	1,2	4,0
Anteil am Gesamtvolumen der Kapitalmarktschulden	%	42	24	8	26

¹ Fälligkeiten ohne die Hybridanleihen über 1.750 Mio. € und 750 Mio. £, die eine theoretisch unbegrenzte Laufzeit haben

Ende 2012 standen Anleihen im Gesamtwert von 18,1 Mrd. € aus. Im vergangenen Jahr haben wir Anleihen mit einem Gesamtvolumen von umgerechnet 2,9 Mrd. € begeben. Die Fälligkeiten summierten sich auf 1,8 Mrd. €. Das Gesamtvolumen unserer ausstehenden Anleihen hat sich damit auf 18,1 Mrd. € (inkl. Hybridanleihen) erhöht. Dabei spielten auch Veränderungen der Wechselkurse eine Rolle. Unsere Anleihen lauten auf Euro, britisches Pfund, Schweizer Franken, US-Dollar und Yen. Zur Steuerung des Währungsrisikos haben wir Sicherungsgeschäfte abgeschlossen. Bezieht man solche Transaktionen mit ein, waren wir zum Jahresende zu 64 % in Euro und zu 36 % 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 drei bis 30 Jahren. Die gewichtete durchschnittliche Restlaufzeit lag Ende 2012 bei 9,2 Jahren. Die Hybridanleihen sind hier nicht berücksichtigt. Unsere Fälligkeiten in den Jahren 2013 und 2014 betragen umgerechnet 1.961 bzw. 530 Mio. €.

Weitere Anleiheemissionen nach Ablauf des Geschäftsjahres. Anfang 2013 haben wir die außergewöhnlich guten Refinanzierungskonditionen am Kapitalmarkt genutzt und weitere Standardanleihen begeben. Mitte Januar nahmen wir eine Emission über 750 Mio. € vor. Die Papiere haben eine Laufzeit von sieben Jahren und einen Kupon von 1,875 %. Der Ausgabekurs betrug 99,38 %. Anfang Februar folgte eine Privatplatzierung über 150 Mio. €. Die Laufzeit liegt hier bei 30 Jahren. Darüber hinaus konnte die im Oktober 2012 begebene Privatplatzierung mit 25-jähriger Laufzeit um 105 Mio. € aufgestockt werden.

Hohe Tilgungen von Commercial Paper. Im zurückliegenden Geschäftsjahr haben wir im Rahmen unseres Commercial-Paper-Programms Neuemissionen im Gesamtwert von 3,4 Mrd. € getätigt. Im gleichen Zeitraum tilgten wir Titel über 5,8 Mrd. €. Das Volumen der ausstehenden Commercial Paper hat sich damit um 2,4 Mrd. € auf 1,0 Mrd. € verringert.

Nettoschulden in Mio. €	31.12.12	31.12.11	+/- in %
Flüssige Mittel	2.672	2.009	33,0
Wertpapiere	3.047	5.353	-43,1
Sonstiges Finanzvermögen	1.892	2.322	-18,5
Finanzvermögen	7.611	9.684	-21,4
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	17.748	19.959	-11,1
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.198	1.964	11,9
Finanzverbindlichkeiten	19.946	21.923	-9,0
Nettofinanzschulden	12.335	12.239	0,8
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.856	3.846	78,3
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	36	60	-40,0
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.201	10.366	-1,6
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.874	2.780	3,4
Korrektur Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	785	777	1,0
Davon nach IFRS im Eigenkapital ausgewiesen	1.351	880	53,5
Davon nach IFRS im Fremdkapital ausgewiesen	-566	-103	-449,5
Nettoschulden des RWE-Konzerns	33.015	29.948	10,2

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

Nettoschulden um 3,1 Mrd. € gestiegen. Unsere Nettoschulden beliefen sich zum Ende des Berichtsjahres auf 33,0 Mrd. €. Gegenüber 2011 sind sie damit um 3,1 Mrd. € gestiegen. Um etwa den gleichen Betrag erhöhten sich die darin enthaltenen Pensionsrückstellungen. Ausschlaggebend dafür war eine marktbedingte Absenkung der Diskontierungssätze. Auch unsere Investitionen (5,5 Mrd. €) und

die Dividendenzahlung der RWE AG (1,2 Mrd. €) trugen zum Anstieg der Verbindlichkeiten bei. Gegenläufig wirkte der operative Cash Flow in Höhe von 4,4 Mrd. €. Auch der Verkauf von Beteiligungen und Anlagevermögen minderte unsere Schulden. Gleiches gilt für die Aufnahme von Hybridkapital, das wir bei der Ermittlung der Nettoschulden hälftig berücksichtigen.

Kreditrating	Moody's	Standard & Poor's
Langfristige Finanzschulden		
Standardanleihe	A3	BBB+
Nachrangige Anleihe (Hybridanleihe)	Baa2	BBB–
Kurzfristige Finanzschulden	P–2	A–2
Ausblick	negativ	stabil

Moody's bekräftigt RWE-Rating – Standard & Poor's nimmt Herabstufung vor. Bonitätsprüfungen durch unabhängige Ratingagenturen haben maßgeblichen Einfluss auf die Möglichkeiten eines Unternehmens, sich Fremdkapital zu beschaffen. Im Allgemeinen gilt: 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. Allerdings hat Standard & Poor's vor dem Hintergrund der schwierigen Rahmenbedingungen im europäischen Energiesektor unser langfristiges Rating im Juli 2012 von A– auf BBB+ gesenkt. Der Ausblick wurde von „negativ“ auf „stabil“ angehoben. Moody's hielt demgegenüber am A3-Rating für RWE fest, bei weiterhin negativem Ausblick. Die Herabstufung durch Standard & Poor's hatte keinen wesentlichen Einfluss auf unsere Finanzierungskosten. Ungeachtet der Ratingentscheidungen arbeiten wir an einer nachhaltigen Stärkung unserer Finanzkraft. Dabei setzen wir auf Desinvestitionen, Investitionskürzungen und Effizienzverbesserungen.

Verschuldungsfaktor unverändert bei 3,5. 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 unsere finanzielle Flexibilität zu sichern, haben wir uns zum Ziel gesetzt, dass sich unser Verschuldungsfaktor an einer Obergrenze von 3,0 orientieren soll. Für 2011 und 2012 lag der Verschuldungsfaktor mit jeweils 3,5 allerdings über dieser Marke. Wir wollen ihn jedoch mittelfristig wieder auf einen Wert von maximal 3,0 zurückführen.

Leicht erhöhte Fremdkapitalkosten. Unsere Fremdkapitalkosten waren mit 5,1 % etwas höher als im Vorjahr (4,9%). Ermittelt wurden sie für den jahresdurchschnittlichen Bestand ausstehender Schulden wie Anleihen, Commercial Paper und Bankkredite. In die Fremdkapitalkosten eingeflossen sind Zinsswapgeschäfte mit Banken, bei denen wir fixe in variable Zinsverpflichtungen umwandeln. Nicht berücksichtigt wurden dagegen unsere gemäß IFRS als Eigenkapital zu klassifizierenden Hybridanleihen über 1.750 Mio. € und über 750 Mio. £.

Kapitalflussrechnung in Mio. €	2012	2011	+/- in Mio. €
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	4.395	5.510	-1.115
Davon: Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-1.051	-436	-615
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-1.285	-7.766	6.481
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.463	1.742	-4.205
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	16	-12	28
Veränderung der flüssigen Mittel	663	-526	1.189
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	4.395	5.510	-1.115
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-5.081	-6.353	1.272
Free Cash Flow	-686	-843	157

Operativer Cash Flow durch negative Sondereffekte geprägt. Unser Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit blieb mit 4.395 Mio. € um 1.115 Mio. € bzw. 20% hinter dem Vorjahreswert zurück. Er spiegelte damit nicht die positive Ergebnisentwicklung wider. Ein Grund dafür ist, dass Veränderungen der Marktwerte bestimmter Commodity-Kontrakte zwar zu Erträgen, aber noch nicht zu Zahlungseingängen führten, weil die Kontrakte erst zu einem späteren Zeitpunkt realisiert werden. Hinzu kommen Negativeinflüsse, die sich in der Veränderung des Nettoumlaufvermögens widerspiegeln. Eine Rolle spielt dabei, dass die Zahlungen aus Käufen und Verkäufen von RWE Supply & Trading im Jahresverlauf generell starken Schwankungen unterliegen. Außerdem ist ein positiver Einmaleffekt aus dem Vorjahr entfallen, der Amprion betraf: Die Liquidität des inzwischen entkonsolidierten Stromübertragungsnetzbetreibers hatte sich 2011 vorübergehend stark verbessert, weil die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz deutlich angehoben worden war.

Aus der Investitionstätigkeit sind 1.285 Mio. € abgeflossen und damit wesentlich weniger, als wir für Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte und Finanzanlagen ausgegeben haben. Zurückzuführen ist das auf die Veräußerung von Beteiligungen, Anlagen und Wertpapieren; dadurch erzielten wir hohe Einnahmen, die den Investitionsausgaben gegenzurechnen sind. Die Mittel haben wir zur Ablösung von Commercial Paper genutzt. Dies wiederum trug dazu bei, dass die Finanzierungstätigkeit im Saldo zu einem Mittelabfluss von 2.463 Mio. € führte. Ein weiterer Grund dafür war unsere Dividendenzahlung in Höhe von 1.229 Mio. €.

Per saldo haben die dargestellten Zahlungsströme den Liquiditätsbestand um 663 Mio. € erhöht.

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, ergibt den Free Cash Flow. Dieser fiel mit -686 Mio. € zwar negativ aus, lag aber über dem Vorjahreswert (-843 Mio. €).

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

Bilanzstruktur: Leichter Anstieg der Eigenkapitalquote.

Im Jahresabschluss 2012 weisen wir eine Bilanzsumme von 88,2 Mrd. € aus. Das sind 4,5 Mrd. € weniger als Ende 2011. Auf der Aktivseite verzeichneten wir einen Rückgang von 2,8 Mrd. € bei den Derivatepositionen und von 2,4 Mrd. € bei den kurzfristig gehaltenen Wertpapieren. Dem stand ein Plus bei den Sachanlagen in Höhe von 1,2 Mrd. € gegen-

über. Auf der Passivseite sind die Derivatepositionen um 4,0 Mrd. € und die Verbindlichkeiten um 3,1 Mrd. € gesunken, während sich die Rückstellungen um 3,7 Mrd. € erhöhten. Das Eigenkapital des RWE-Konzerns verringerte sich um 0,6 Mrd. €. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) belief sich auf 18,6%. Gegenüber 2011 ist er um 0,2 Prozentpunkte gestiegen.

Bilanzstruktur	31.12.12		31.12.11	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	63.362	71,8	63.539	68,6
Davon: Immaterielle Vermögenswerte	16.017	18,2	16.946	18,3
Davon: Sachanlagen	36.006	40,8	34.847	37,6
Kurzfristiges Vermögen	24.840	28,2	29.117	31,4
Davon: Forderungen und sonstige Vermögenswerte ¹	16.436	18,6	18.771	20,3
Gesamt	88.202	100,0	92.656	100,0
Passiva				
Eigenkapital	16.437	18,6	17.082	18,4
Langfristige Schulden	47.521	53,9	44.391	47,9
Davon: Rückstellungen	28.067	31,8	23.829	25,7
Davon: Finanzverbindlichkeiten	15.417	17,5	15.428	16,7
Kurzfristige Schulden	24.244	27,5	31.183	33,7
Davon: Sonstige Verbindlichkeiten ²	14.904	16,9	19.361	20,9
Gesamt	88.202	100,0	92.656	100,0

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

2 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

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 Geschäftstätigkeit der Tochtergesellschaften. Ihre Vermögens- und Ertragslage hängt maßgeblich vom wirtschaftlichen Erfolg der Konzernunternehmen ab. 2012 profitierten wir davon, dass sich Sonderbelastungen aus dem Vorjahr nicht wiederholten. Dies betraf RWE Power und RWE Supply & Trading. Allerdings fielen auch Einmalerträge weg, die sich 2011 aus der Aktivierung latenter Steuern ergeben hatten. Beide Effekte hatten starken Einfluss auf den Jahresüberschuss, der sich um 12 % verringerte.

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. €	31.12.12	31.12.11
Anlagevermögen		
Finanzanlagen	42.440	39.246
Umlaufvermögen		
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	9.039	7.719
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	587	214
Wertpapiere und flüssige Mittel	1.755	3.054
Aktive latente Steuern	2.221	2.761
Bilanzsumme Aktiva	56.042	52.994
Eigenkapital	10.058	9.925
Rückstellungen	5.037	4.509
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	33.439	30.902
Übrige Verbindlichkeiten	7.508	7.658
Bilanzsumme Passiva	56.042	52.994

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2012	2011
Ergebnis aus Finanzanlagen	3.259	-353
Zinsergebnis	-1.219	-1.419
Sonstige Erträge und Aufwendungen	-52	510
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.988	-1.262
Außerordentliche Erträge und Aufwendungen	-	29
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-635	2.771
Jahresüberschuss	1.353	1.538
Gewinnvortrag	1	-
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	-125	-308
Bilanzgewinn	1.229	1.230

Vermögenslage. Die Bilanzsumme der RWE AG lag zum 31. Dezember 2012 bei 56,0 Mrd. €. Gegenüber 2011 ist das ein Plus von 3,0 Mrd. €. Stark erhöht haben sich die Ausleihungen an Tochtergesellschaften. Dazu trug die Übernahme von Ausleihungen bei, die eine andere RWE-Gesellschaft innerhalb des Konzerns getätigt hatte. Gestiegen sind auch die Geldanlagen von Tochtergesellschaften bei der Holding und damit die Verbindlichkeiten der RWE AG. Der Bestand an Wertpapieren und flüssigen Mittel hat sich im Laufe des vergangenen Geschäftsjahres verringert. Zum 31. Dezember 2012 betrug die Eigenkapitalquote 17,9%, gegenüber 18,7% im Vorjahr.

Finanzlage. Die Finanzierung des Konzerns ist bei der RWE AG zentralisiert. Diese beschafft Finanzmittel bei Banken oder am Geld- und Kapitalmarkt. Bei der Begebung von Anleihen bedient sie sich meist der Tochtergesellschaft RWE Finance B.V., die Emissionen unter Garantie der RWE AG vornimmt. Eine ausführliche Darstellung der Finanzlage und der Finanzierungstätigkeit im Berichtsjahr findet sich auf Seite 74 ff.

Ertragslage. Die RWE AG erzielte ein Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit in Höhe von 1.988 Mio. €, gegenüber –1.262 Mio. € im Vorjahr. Der deutliche Anstieg beruht vor allem darauf, dass sich das Ergebnis aus Finanzanlagen erholte, nachdem es 2011 wegen hoher Belastungen bei RWE Power und RWE Supply & Trading außergewöhnlich niedrig ausgefallen war. Auch höhere Dividenden von ausländischen Tochterunternehmen schlugen sich positiv nieder, während die Übernahme von Verlusten aus Beteiligungsabschreibungen gegenläufig wirkte. Das Zinsergebnis der RWE AG hat sich ebenfalls verbessert, wenn auch nur leicht. Dem stand ein Rückgang bei den „sonstigen Erträgen und Aufwendungen“ gegenüber, die im Vorjahr noch von einem positiven Effekt aus dem Verkauf der Mehrheit am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion beeinflusst waren.

Trotz des stark verbesserten Ergebnisses aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit hat sich der Jahresüberschuss der RWE AG um 12% auf 1.353 Mio. € verringert. Ausschlaggebend dafür ist, dass wir 2011 hohe Einmalerträge aus der erstmaligen Aktivierung latenter Steuern erzielt hatten. Im Berichtsjahr dagegen führte die Auflösung latenter Steuern zu Aufwand. Das ergibt sich u.a. daraus, dass latente Steuern, die bei der Bildung von steuerlich nicht abzugsfähigen Rückstellungen zu aktivieren sind, wieder aufgelöst werden müssen, wenn diese Rückstellungen in Anspruch genommen werden.

Gewinnverwendung. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 18. April 2013 für das Geschäftsjahr 2012 eine Dividende von 2 € 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 AG hat mit Datum vom 15. Februar 2013 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB abgegeben und diese auf der Internetseite von RWE unter www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmens-fuehrung-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, die Kapitalstruktur zu verändern. Sämtliche Regelungen entsprechen den Standards deutscher kapitalmarktorientierter Unternehmen.

Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals. Das gezeichnete Kapital der RWE AG besteht aus 575.745.499 auf den Inhaber lautenden nennbetragslosen Stammaktien und 39.000.000 auf den Inhaber lautenden nennbetragslosen Vorzugsaktien ohne Stimmrecht. Das entspricht Anteilen von 93,66 bzw. 6,34%. 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 2012 gab es eine Beteiligung an der RWE AG, die 10% der Stimmrechte überschritt. Gehalten wurde 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) ihren Stimmrechtsanteil mitgeteilt, der zum damaligen Zeitpunkt bei 16,089% lag.

Ernennung und Abberufung der Vorstandsmitglieder/ Satzungsänderungen. Die Ernennung und Abberufung der Mitglieder des Vorstands richtet sich nach den §§ 84 f. Aktiengesetz (AktG) in Verbindung mit § 31 Mitbestimmungsgesetz (MitbestG). Satzungsänderungen erfolgen nach den Bestimmungen der §§ 179 ff. AktG in Verbindung mit § 16 Abs. 6 der Satzung der RWE AG. Gemäß § 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 vorschreibt. 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 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. Außerdem dürfen die neuen Aktien, für die das Bezugsrecht ausgeschlossen wird, nicht mehr als 10% des Grundkapitals ausmachen; maßgeblich dafür ist der Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Ermächtigung oder der Ausübung der Ermächtigung, falls das Grundkapital dann niedriger ist. Auf die 10%-Grenze werden andere Barkapitalmaßnahmen mit Bezugsrechtsausschluss angerechnet, so auch die im Dezember 2011 vorgenommene Barkapitalerhöhung aus genehmigtem Kapital (siehe unten). Der Vorstand darf das Bezugsrecht auch ausschließen, um zu verhindern, dass die Zahl der Aktien, die sich aus dem Bezugsverhältnis errechnet, Bruchteilbeträge (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

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

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. Ein Ausschluss des Bezugsrechts ist auch möglich, 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 ausgeschöpft.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt und die Bedingungen der Aktiengabe 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. Unsere Instrumente zur Fremdfinanzierung enthalten vielfach Klauseln, die sich auf den Fall eines Wechsels der Unternehmenskontrolle (Change of Control) beziehen. Das trifft u.a. auf unsere Anleihen zu. Handelt es sich um nicht nachrangige Papiere, gilt folgende Regelung: 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. Bei ihren nachrangigen Hybridanleihen hat RWE das Recht zur Kündigung innerhalb des festgelegten Kontrollwechselzeitraums. Falls die Hybridanleihen nicht abgelöst werden und zugleich das Kreditrating von RWE innerhalb des Kontrollwechselzeitraums unter die Kategorie „Investment Grade“ fällt, erhöht sich die für die Hybridanleihen zu gewährende jährliche Vergütung um 500 Basispunkte.

Auch die syndizierte Kreditlinie der RWE AG über 4 Mrd. € enthält eine Change-of-Control-Klausel, die im Wesentlichen folgenden Inhalt hat: Im Fall einer Änderung der Kontroll- oder Mehrheitsverhältnisse bei RWE sind weitere Inanspruchnahmen vorerst ausgesetzt. Die Kreditgeber treten mit uns

in Verhandlung über eine Fortführung der Kreditlinie. Sie können diese kündigen, falls wir mit der Mehrheit von ihnen innerhalb von 30 Tagen nach dem Kontrollwechsel keine Einigung erzielen. Eine ähnliche Regelung gilt für ein Darlehen über 645 Mio. €, das uns die Europäische Investitionsbank (EIB) im Oktober 2011 gewährt hat. Auch hier ist eine Frist von 30 Tagen festgelegt, in denen über die Fortführung des Darlehens verhandelt wird. Verlaufen die Gespräche ergebnislos, kann die EIB das Darlehen kündigen.

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.

Bei einem Wechsel der Unternehmenskontrolle werden außerdem zurückbehaltene Tantiemen des Vorstands vorzeitig bewertet und gegebenenfalls ausgezahlt. Hierzu wird der durchschnittliche Bonus-Malus-Faktor der vorangegangenen 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 111.

Der RWE Performance Share Plan 2010 (Beat 2010) für Vorstand und Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen sieht 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.

Das genehmigte Kapital entspricht den bei deutschen kapitalmarktorientierten Unternehmen üblichen Standards. 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

Effizient, klimafreundlich und zuverlässig muss sie sein, die Energieversorgung der Zukunft. Unsere rund 200 Projekte auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung sollen uns dieser Zukunft ein Stück näher bringen. Dabei geht es nicht nur um die Entwicklung neuer Technologien, sondern auch um die Verbesserung bestehender Verfahren. Viele unserer Maßnahmen zielen darauf ab, zum Gelingen der Energiewende in unserem Heimatmarkt Deutschland beizutragen. Darüber hinaus arbeiten wir weiterhin an effizienten Lösungen zur Senkung des CO₂-Ausstoßes fossil befeuerter Kraftwerke.

Forschung und Entwicklung leisten Beitrag zum Gelingen der Energiewende. Die moderne Gesellschaft braucht eine umweltschonende, verlässliche und bezahlbare Energieversorgung, um zu funktionieren und den Wohlstand der Menschen zu sichern. Mit der Energiewende hat die deutsche Politik einen ambitionierten Kurs eingeschlagen. Die größte Herausforderung ist hierbei die erfolgreiche Integration der erneuerbaren Energien in die Versorgungsinfrastruktur. Wegen der stark wachsenden Zahl von Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden die Stromeinspeisungen ins Netz immer dezentraler und wetterabhängiger. Damit steigen auch die Anforderungen an den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen und Netzen. Dies macht Investitionen in Milliardenhöhe erforderlich – aber auch technische Innovationen. Mit unseren Maßnahmen auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung (F&E) wollen wir einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten. Besonders intensiv befassen wir uns mit Technologien zur Senkung des CO₂-Ausstoßes unserer Kraftwerke.

Unsere F&E-Maßnahmen setzen 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. Da wir bei der Mehrzahl unserer Aktivitäten mit externen Partnern aus Anlagenbau, chemischer Industrie oder Forschungseinrichtungen zusammenarbeiten, übersteigt das finanzielle Volumen unserer Projekte den F&E-Aufwand von RWE deutlich. Dieser belief sich 2012 auf 150 Mio. €, gegenüber 146 Mio. € im Vorjahr. Von unseren Mitarbeitern waren 450 ausschließlich oder teilweise mit F&E-Aufgaben befasst.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir an rund 200 F&E-Projekten gearbeitet. Ihre durchschnittliche Laufzeit veranschlagen wir auf vier Jahre. Unsere wichtigsten Projekte haben wir zum Teil bereits in früheren Geschäftsberichten erläutert. Im Folgenden stellen wir eine Auswahl bedeutender aktueller Vorhaben vor.

Forschung und Entwicklung		2012	2011	2010	2009	2008
F&E-Aufwendungen	Mio. €	150	146	149	110	105
F&E-Mitarbeiter		450	410	360	350	330

Klimaschutz weiter im Fokus – Fortschritte bei der CO₂-Wäsche. In den vergangenen Jahrzehnten haben wir die Effizienz unseres Kraftwerksparks durch Anwendung neuer Technologien und Verfahren immer weiter verbessert und damit zugleich den CO₂-Ausstoß verringert. Besonders die Kohleverstromung ist mit hohen Emissionen verbunden. Seit einigen Jahren arbeiten wir daher an Lösungen, die verhindern, dass das CO₂ in die Atmosphäre gelangt. Dazu muss das Gas zunächst abgetrennt und aufgefangen werden, bis es im nächsten Schritt gespeichert oder als Rohstoff verwertet werden kann.

Ein vielversprechender Ansatz für die Abtrennung von CO₂ ist die sogenannte CO₂-Wäsche. Dabei wird der Großteil des Kohlendioxids an eine chemische Lösung gebunden und aus dem Rauchgas entfernt. Seit 2009 erproben wir dieses Verfahren in einer Pilotanlage am Braunkohlekraftwerk in Niederaußem bei Köln. Unsere Partner sind BASF und Linde. In einer ersten Projektphase konnten wir mit neu entwickelten Waschmitteln erhebliche Fortschritte bei der Effektivität des Verfahrens erzielen. Derzeit erproben wir die Technik im Langzeitversuch und prüfen weitere Schritte zu ihrer Optimierung.

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

Die Abtrennung von CO₂ aus dem Rauchgas ist auch Gegenstand eines Projekts in Großbritannien: In einer Pilotanlage am Steinkohlekraftwerk Aberthaw kombinieren wir die CO₂-Wäsche mit der Rauchgasentschwefelung. Dabei kommen andere Waschmittel zum Einsatz als in Niederaußem. Im Januar 2013 haben wir am Standort Aberthaw die erste Tonne CO₂ aus dem Rauchgas abgetrennt.

CO₂ – vom Treibhausgas zum wertvollen Rohstoff. Mit der Abtrennung des Kohlendioxids ist nur der erste 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 – fehlt in Deutschland die Akzeptanz. Daher gehen wir noch einen Schritt weiter: Wir erforschen, wie man in Zeiten knapper werdender Ressourcen aus einem Treibhausgas einen wertvollen Rohstoff machen kann, auch wenn das Potenzial zur Emissionsvermeidung hier wesentlich geringer ist als bei der Speicherung. Unsere Überlegungen konzentrieren sich darauf, wie Kohlendioxid als alternative Kohlenstoffquelle zu Öl zur Herstellung chemischer Zwischenprodukte eingesetzt werden kann. Diesem Themenkomplex widmen sich gleich mehrere Projekte:

- Im Rahmen der Innovationsallianz „ZeroCarbFP“ suchen wir nach neuen Wegen, wie mithilfe von Mikroorganismen werthaltige Produkte aus kohlenstoffreichen Abfallströmen hergestellt werden können. Zu diesen Abfallströmen gehört auch das Rauchgas aus Kohlekraftwerken. Im Innovationszentrum Kohle in Niederaußem konnten Experten von RWE Power und der Brain AG bereits eine Vielzahl von Mikroorganismen identifizieren, die CO₂ besonders gut aufnehmen und über hervorragende Wachstumseigenschaften verfügen. Die Innovationsallianz ZeroCarbFP wird von RWE Power koordiniert. Mittlerweile gehören ihr 21 Unternehmen an. Im Juni 2012 gewann ZeroCarbFP eine Förderausschreibung des Bundesministeriums für Bildung und Forschung.
- Das zweite Projekt – mit dem Namen „Dream Production“ – widmet sich der Frage, ob und wie sich aus CO₂ hochwertige Kunststoffe herstellen lassen. Unsere Partner sind Bayer und die RWTH Aachen. Erste Tests haben gezeigt: Das CO₂ lässt sich in so reiner Form aus dem Rauchgas von Braunkohlekraftwerken abtrennen, dass es zur Produktion von Kunststoffen eingesetzt werden kann.

- Beim dritten Projekt, das „CO₂RRECT“ heißt und das wir mit Siemens, Bayer sowie mehreren Hochschulen und Forschungseinrichtungen verwirklichen, wird aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und dieser mit CO₂ in Verbindung gebracht. Das Ergebnis ist ein Synthesegas, das von der chemischen Industrie in vielfältiger Weise als Grundstoff eingesetzt werden kann. Eine Besonderheit von CO₂RRECT ist, dass die Wasserstoffproduktion flexibel an der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien ausgerichtet werden soll. Im vergangenen Jahr haben wir mit Siemens in Niederaußem eine hochflexible Elektrolyseanlage errichtet.
- Damit Wasserstoff und CO₂ miteinander reagieren können, müssen spezielle Katalysatoren eingesetzt werden. Im Rahmen eines vierten Projekts untersuchen wir mithilfe einer eigens dafür gebauten Testanlage, wie lange die Katalysatoren einsetzbar sind und ob sich das aus dem Rauchgas von Braunkohlekraftwerken abgetrennte CO₂ für die Erzeugung von Methangas eignet. Methangas hat den Vorteil, dass es mit der vorhandenen Erdgasinfrastruktur gespeichert und genutzt werden kann.

Prototypanlage zur Braunkohlevortrocknung weiterentwickelt. Die Abtrennung von CO₂ führt zu Effizienzeinbußen in der Stromerzeugung. Auch deshalb arbeiten wir kontinuierlich daran, die Wirkungsgrade unserer Kraftwerke zu erhöhen. Diesem Zweck dient eine Prototypanlage in Niederaußem, mit der die Braunkohle vor dem Verbrennungsprozess getrocknet wird. Das hier eingesetzte Verfahren – Wirbelschichttrocknung mit integrierter Abwärmenutzung – kann den Wirkungsgrad in der Braunkohleverstromung um vier Prozentpunkte steigern. Im Berichtsjahr haben wir die Anlage so umgebaut, dass nun auch Kohlen unterschiedlichster Qualität dort eingesetzt werden können.

Innovative Windmessbojen für Offshore-Windparks.

Projekte zum Bau von Offshore-Windparks sind besonders aufwendig. Umso wichtiger ist es auszuloten, wie Kosten gesenkt und Verfahren beschleunigt werden können. Deshalb beteiligen wir uns an der Initiative „Offshore-Wind Accelerator“ (OWA). Der britische Carbon Trust bündelt darin die Kompetenzen von neun führenden Energieunternehmen. Im Rahmen der OWA testen wir derzeit am Offshore-Windpark Gwynt y Môr vor der Küste von Wales neuartige Messbojen, mit denen die für Offshore-Anlagen benötigten Wind-

daten ermittelt werden. Gegenüber den bislang üblichen Messmasten, die auf schweren Fundamenten im Meeresboden errichtet und später zurückgebaut werden müssen, bieten die Bojen Vorteile in puncto Kosten und Zeitaufwand – und sind überdies die umweltverträglichere Alternative.

Modellversuch zum intelligenten Netz mit Hessischem Staatspreis ausgezeichnet. 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. Solche Mechanismen haben wir 2012 im Rahmen des Projekts „Smart Country“ im Kreis Bitburg-Prüm getestet, wo wir ein hochmodernes Verteilnetz betreiben. Zum Einsatz kommen dort flexible Regler, die je nach Netzzustand automatisch die richtige Spannung einstellen. Die Testergebnisse sind ermutigend: Dank der Regler kann in eine vorhandene Leitung wesentlich mehr Strom aus Windrädern oder Solaranlagen eingespeist werden. Zum Projekt Smart Country gehört auch eine Biogasanlage, die in Kombination mit einem Gasspeicher dafür sorgt, dass das Stromangebot flexibel an die Nachfrage angepasst werden kann. Der Wirkungsgrad, den wir bei der Speicherung erreicht haben, liegt bei 98 %. Unsere Projektpartner sind ABB, Consentec und die TU Dortmund. Das Projekt wird im Rahmen der Initiative „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“ durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert. Im Mai 2012 wurde es mit dem „Hessischen Staatspreis für intelligente Energie“ in der Kategorie Energienetze ausgezeichnet.

Klein, aber wirkungsvoll: Die Netzsteuerbox „Smart Operator“. Im August 2012 hat RWE Deutschland ein weiteres Vorhaben zum Betrieb intelligenter Netze gestartet. Partner sind die RWTH Aachen, die PSI AG und mehrere Unternehmen aus dem Maschinenbau. Im Rahmen des Projekts werden 250 Haushalte aus Gemeinden in Rheinland-Pfalz und Bayern für zwei Jahre an ein hochmodernes Niederspannungsnetz angeschlossen. Für „Intelligenz“ sorgt hier eine Steuerbox, die kleiner als ein Schuhkarton ist: der sogenannte Smart Operator. Gespickt mit hochleistungsfähiger Elektronik erfasst er nicht nur den aktuellen Netzzustand, sondern kann auch selbstständig den Stromfluss optimieren, etwa durch automatische Steuerung des Betriebs von Haushaltsgeräten oder Wärmepumpen. Mit Projekten wie Smart Operator verbessern wir die Versorgungssicherheit, ohne wesentliche Eingriffe in die Netzinfrastruktur vornehmen zu müssen.

RWE baut die weltweit längste unterirdische Kabelstrecke auf Basis moderner Supraleiter-Technologie. Anfang 2012 haben wir das Projekt „AmpaCity“ zum platzsparenden Betrieb von Stromnetzen in Innenstädten gestartet. In Essen, dem Sitz der RWE AG, wollen wir die weltweit längste unterirdische Kabelstrecke auf Basis moderner Supraleiter-Technologie verlegen. Dabei setzen wir Materialien ein, die Strom bei sehr niedrigen Temperaturen von etwa –200 Grad Celsius nahezu verlustfrei transportieren können. Das ermöglicht die Übertragung hoher elektrischer Leistungen bei geringerer Spannung – und spart Platz. Vorteil für die Kommunen: Wertvolle Grundstücke im innerstädtischen Bereich, die ansonsten für den Netzbetrieb benötigt würden, können anderweitig genutzt werden. Unsere Partner bei AmpaCity sind der Kabelhersteller Nexans Deutschland und das Karlsruher Institut für Technologien (KIT). Gefördert wird dieses Projekt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Stromspeicherung durch Druckluft. Mit zunehmenden Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien steigen nicht nur die Anforderungen an den Netzbetrieb – auch der Bedarf an Speicherleistung wird größer. Im Rahmen des Programms „ADELE“ 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. Der Druckluftspeicher soll einen Wirkungsgrad von 70% erreichen. Schaffen wollen wir das, indem wir die Wärme, die bei der Kompression entsteht, auffangen und in den Energiekreislauf der Anlage zurückführen. Im Anfang 2013 gestarteten Projekt „ADELE-ING“ befassen wir uns mit der Frage, wie die Anlage noch flexibler und effizienter gemacht werden kann. ADELE-ING wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert. Mit der TÜV SÜD Industrie Service GmbH und der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg konnten wir weitere Partner für dieses Projekt gewinnen.

Vulkangestein als Wärmespeicher. Beim Nachtspeicherofen sorgen Steine als Wärmespeicher dafür, dass es in der Wohnung für lange Zeit schön warm bleibt. Dieses Prinzip haben wir aufgegriffen, um den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) effizienter zu machen. KWK-Anlagen haben einen hohen Wirkungsgrad, weil die bei der Stromproduktion entstehende Wärme mitgenutzt wird, etwa zur Beheizung von Wohngebäuden. Der Nachteil dabei: Wird Wärme benötigt, muss auch Elektrizität erzeugt werden, selbst in Phasen eines Überangebots an Strom. Eines unserer F&E-Projekte lotet Möglichkeiten aus, wie man die Wärmenutzung zeitlich von der Stromproduktion entkoppeln kann. In einer Testanlage am Standort Niederaußem prüfen wir, welche Natursteine (z.B. Vulkangesteine) als Wärmespeicher besonders geeignet sind. Die Ergebnisse fließen in das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderte Forschungsprogramm „FleGs“ ein, in dessen Rahmen ein Hochtemperaturwärmespeicher zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen entwickelt wird.

Optimierung des Energieeinsatzes für Haushalte.

Strom ist für uns selbstverständlich – über seinen Einsatz machen wir uns kaum Gedanken. Diese Mentalität dürfte sich in Zukunft grundlegend ändern. Dann werden aus passiven Verbrauchern aktive Mitspieler im Energiemarkt. Für 700 Haushalte in Mülheim an der Ruhr hat die Zukunft bereits im Jahr 2012 begonnen: Sie nehmen an einem Feldtest der RWE Deutschland AG zur Nutzung innovativer Energiedienstleistungen teil. Die Haushalte werden in die Lage versetzt, die aktuelle Preisentwicklung am Strommarkt und den eigenen Verbrauch am PC zu verfolgen und so Möglichkeiten für eine Optimierung des Energieeinsatzes zu erkennen. Etwa 100 Teilnehmer erhalten intelligente Haushaltsgeräte: Die Waschmaschinen, Trockner oder Spülmaschinen starten ihr voreingestelltes Programm automatisch dann, wenn Strom besonders preisgünstig ist. Mit dem Feldtest wollen wir Erkenntnisse zu technischen Aspekten und zur Akzeptanz eines solchen Verbrauchsmanagements gewinnen. Wir erhalten dafür Fördermittel aus dem Programm „E-Energy“, das von der Bundesregierung aufgelegt wurde.

Integration von Elektromobilität. Neben intelligenten Netzen sind auch Elektroautos fester Bestandteil der Energiewelt von morgen. Im vergangenen Jahr haben wir mit der Stadt Dortmund und Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft das Projekt „metropol-E“ gestartet, das Potenziale der Elektromobilität in Ballungsräumen ausloten soll. Im Rahmen von metropol-E wird der Fuhrpark der Kommune Dortmund um Elektrofahrzeuge erweitert. Zum Einsatz kommen innovative Schnellladetechnologien und nutzerfreundliche Abrechnungssysteme. Auch die intelligente Einbindung von erneuerbaren Energien ist Gegenstand des vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung geförderten Projekts. Durch metropol-E wollen wir Erkenntnisse darüber gewinnen, wie dezentral erzeugter Strom aus Photovoltaikanlagen oder Mikrowindturbinen optimal zur Aufladung der Fahrzeuge genutzt werden kann.

1.11 ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Der Versorgersektor galt in der Vergangenheit als krisenfeste Branche. Das trifft heute nicht mehr zu. Die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sind unberechenbarer geworden. Risiken systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu steuern ist daher wichtiger denn je. Unsere Präsenz in zahlreichen europäischen Märkten und entlang der ganzen Energiewertschöpfungskette hilft uns, das Gesamtrisiko zu begrenzen. Außerdem haben wir dadurch bessere Chancen, auch in schwierigen Zeiten erfolgreich zu bleiben.

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.

Für die Überwachung und Weiterentwicklung des Risikomanagementsystems ist unser Risikomanagement-Ausschuss zuständig. Er besteht aus den Leitern folgender Bereiche der RWE AG mit konzernweiter Zuständigkeit: Commodity Management, Controlling, Finanzen, Personal- und Führungskräftemanagement, Rechnungswesen, Recht & Compliance, Revision, Steuern sowie Unternehmensentwicklung & Strategie. Den Vorsitz hat der Leiter des Bereichs Controlling aus dem Finanzressort.

Unterhalb des Risikomanagement-Ausschusses ist der Bereich Konzerncontrolling für die Kontrolle, Steuerung und Koordination des Risikomanagementsystems verantwortlich. Diese Organisationseinheit berichtet dem Ausschuss und dem Vorstand der RWE AG regelmäßig über die Risikolage des Konzerns.

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

Die Steuerung von Commodity-Positionen ist im Vorstandsressort Kommerzielle Steuerung angesiedelt und obliegt dort dem Bereich Commodity Management. Der Vorstand Kommerzielle Steuerung und der Finanzvorstand erteilen gemeinsam Genehmigungen für Absicherungsstrategien und größere, nicht durch Limite abgedeckte Commodity-Transaktionen. Der Rahmen dafür ist vom Gesamtvorstand vorgegeben. Entscheidungen über Absicherungsstrategien werden vom Commodity-Management-Komitee vorbereitet. Diesem gehören – neben den beiden oben genannten Vorständen – die Leiter Commodity Management und Konzerncontrolling sowie Vertreter der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading an.

Limite für Commodity-Risiken der operativen Gesellschaften werden vom Bereich Commodity Management festgelegt; 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 Group Risk Controlling erarbeitet konzernweite Vorgaben für die Risikomessung, beobachtet die Commodity-Risiken und berichtet darüber an den Vorstand. Mit dem Vieraugenprinzip 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 Group Credit Risk, die ebenfalls im Bereich Konzerncontrolling angesiedelt ist.

Finanzwirtschaftliche Risiken werden auf Ebene der RWE AG von der Organisationseinheit Finanzcontrolling überwacht. Zu den Aufgaben dieser Einheit, die zum Bereich Finanzen Konzern gehört, zählt auch die Berichterstattung über Währungs-, Zins- und Liquiditätsrisiken.

Über die strategischen Leitlinien für das Management unserer Finanzanlagen (einschließlich der Mittel des RWE Pensionsstreuhand 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 Finanzen Konzern sowie die Finanzvorstände der Konzerngesellschaften RWE Dea, RWE Power, RWE npower, enviaM, Süwag Energie und Lechwerke.

Die Organisation des Risikomanagements des RWE-Konzerns



Für die Überwachung von Risiken aus der Finanzberichterstattung ist der Bereich Rechnungswesen Konzern bei der RWE AG zuständig. Er ist ebenfalls dem Finanzvorstand unterstellt und bedient sich eines internen Kontrollsystems, das wir auf Seite 95 f. darstellen.

Darüber hinaus überwacht die Abteilung Compliance Konzern, die dem Bereich Recht & Compliance Konzern zugeordnet ist, die Einhaltung des RWE-Verhaltenskodex. Ihr besonderes Augenmerk gilt der Vermeidung von Korruptionsrisiken. Sie 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. Die mögliche Schadenshöhe stellen wir dem betrieblichen Ergebnis und dem Eigenkapital der jeweiligen Unternehmenseinheit und 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 des 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. Die Geschäftsentwicklung von RWE wird maßgeblich durch den Verbrauch und die Preise von Strom und Energierohstoffen bestimmt. Hier sind wir konjunkturellen Risiken ausgesetzt. Beispielsweise könnte sich eine Eskalation der Staatsschuldenkrise im Euroraum in rückläufigen Preisen und Mengen niederschlagen. Auch die Energiepolitik hat massive Auswirkungen auf unsere Ertragslage. Als langfristig investierendes Unternehmen sind wir hier auf verlässliche Rahmenbedingungen angewiesen. Allerdings häuften sich zuletzt die regulatorischen Eingriffe in den Energiesektor. Daneben beobachten wir strukturelle Marktveränderungen, die ihre Wurzeln zum Teil in früheren politischen Weichenstellungen haben. Beispielsweise hat die Subventionierung der erneuerbaren Energien in Deutschland zu einem rasanten Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen geführt – und damit zur Verdrängung konventioneller Kraftwerke. Deren Margen haben sich zuletzt verschlechtert, insbesondere die von Gaskraftwerken. Das beeinträchtigt die Rentabilität unserer großen Neubauprojekte. Es besteht das Risiko, dass die Margen in der konventionellen Stromerzeugung weiter fallen.

Auch der Gasmarkt ist im Wandel begriffen. Die zunehmende Bedeutung liquider Gashandelsplätze 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 haben uns in der Vergangenheit etwa zur Hälfte über solche ölpreis-

indexierten Verträge eingedeckt. In Revisionsverhandlungen mit unseren Lieferanten konnten wir durchsetzen, dass die Bezugskonditionen an die Marktentwicklung angepasst oder die Kontrakte beendet wurden. Nur für unseren Vertrag mit Gazprom konnte noch keine Einigung erzielt werden. Derzeit läuft ein Schiedsverfahren zu diesem Kontrakt. Sein Ausgang wird erhebliche Auswirkungen auf unsere Ertragslage haben.

Aus allen genannten Sachverhalten 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 können weiter fallende Stromnotierungen zu rückläufigen Margen führen und die Werthaltigkeit unserer Kraftwerke mindern. Preisrisiken sind wir auch im Upstream-Geschäft ausgesetzt. Wie sich an unseren ölpreisgebundenen Gasbezugsverträgen gezeigt hat, besteht außerdem die Gefahr von Margenverlusten durch das Auseinanderlaufen von Einkaufs- und Verkaufspreisen. 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 Kreditrisiken der Erzeugungs- und Vertriebsgesellschaften werden über Absicherungsvorgaben gesteuert, die von der RWE AG gemacht werden. 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 CO₂-Emissionsrechte preislich absichern. Auch im Upstream-Geschäft der RWE Dea und im Gas-Midstream-Geschäft der RWE Supply & Trading nutzen wir Terminmärkte, um Risiken einzudämmen.

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

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 CO₂-Zertifikate ein. Seine Funktion als interner Transaktionspartner erleichtert es uns, Ergebnisrisiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten erzeugungs- und vertriebsseitig 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 an 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 Group Risk Controlling mit, das die Meldungen konsolidiert. Diese Vorgehensweise gilt nicht für Marktrisiken, die aus reinen Handelsgeschäften von 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 von RWE Supply & Trading bezieht und nicht höher sein darf als 40 Mio. €. Im Geschäftsjahr 2012 lag er bei durchschnittlich 6 Mio. € (Vorjahr: 14 Mio. €); der maximale Tageswert betrug 13 Mio. € (Vorjahr: 27 Mio. €). Daneben haben wir Limite für die einzelnen Handelstische vergeben. Außerdem loten wir in sog. Stresstests Extremszenarien aus, ermitteln deren mögliche Auswirkungen auf Liquidität und Ertragslage und steuern gegen, wenn die Risiken zu hoch sind.

Mithilfe des VaR-Konzepts messen wir auch die Commodity-Preisrisiken, denen wir außerhalb des Handelsgeschäfts ausgesetzt sind. Dabei ermitteln wir, welche absolute Veränderung beim betrieblichen Konzernergebnis durch Änderungen der Commodity-Preise mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird. Zunächst bestimmen unsere Konzerngesellschaften ihre Commodity-Risikopositionen und melden sie der RWE AG. Dort ermittelt die Abteilung Group Risk Controlling auf Basis der Einzelrisiken das Gesamtrisiko für den Konzern. Dieses stammt hauptsächlich aus der deutschen Stromerzeugung, dem Upstream-Geschäft und dem ölindezierten Teil unseres Gasbezugs. Bei einem Konfidenzniveau von 95% werden Veränderungen der Commodity-Preise unser betriebliches Ergebnis im Jahr 2013 maximal um etwa 300 Mio. € positiv oder negativ beeinflussen. Stichtag für die Ermittlung dieses Wertes war der 30. November 2012.

- **Risiken und Chancen aus einer Preisrevision bei einem Gasbezugsvertrag:** Wir beziehen Gas zum einen über liquide Großhandelsmärkte wie NCG (Deutschland), TTF (Niederlande) oder NBP (Großbritannien); zum anderen decken wir uns über langfristige Bezugsverträge ein, und zwar vor allem in Deutschland und Tschechien. Diese Kontrakte enthielten früher eine Ölpreisbindung. Seit 2009 haben sich allerdings die Gasnotierungen an den Handelsmärkten von denen in ölpreisindexierten Kontrakten entkoppelt und diese zeitweise deutlich unterschritten. Folge war, dass wir das Gas aufgrund der vertraglichen Bindungen zum Teil wesentlich teurer einkaufen mussten, als es am Markt bezogen werden konnte. Um an die Marktentwicklung angepasste Bezugskonditionen zu erreichen, nahmen wir vertragsgemäß Revisionsverhandlungen mit

unseren Gaslieferanten auf und konnten diese bereits – mit einer Ausnahme – erfolgreich abschließen: Die Verträge wurden zu großen Teilen auf Gasgroßhandelspreis-Indexierung umgestellt oder im gegenseitigen Einvernehmen vorzeitig beendet. Unsere Risiken in der Gasbeschaffung haben sich damit bereits erheblich verringert. Einzig der Kontrakt mit Gazprom – der größte unseres Portfolios – ist noch nicht angepasst worden. Wir sehen aber gute Chancen, dass unser laufendes Schiedsverfahren mit dem russischen Gaskonzern 2013 abgeschlossen werden kann. Sein Ausgang wird erhebliche Auswirkungen auf die künftige Ertragslage haben. Es besteht das Risiko, dass das Ergebnis des Verfahrens hinter den Erwartungen zurückbleibt, die wir uns auf Basis detaillierter juristischer Bewertungen gebildet haben. Wir sehen aber auch die Chance, dass wir günstigere Konditionen als angenommen durchsetzen können.

- **Risiken aus CO₂-Emissionen:** Angesichts des großen Anteils von Braun- und Steinkohlekraftwerken an unserem Stromerzeugungsportfolio liegen unsere spezifischen CO₂-Emissionen weit über dem Branchendurchschnitt. In der dritten Emissionshandelsperiode von 2013 bis 2020 werden dem Stromsektor in Westeuropa so gut wie keine Zertifikate mehr unentgeltlich zugeteilt. Die jährliche Menge der von uns am Markt zu beschaffenden Emissionsrechte fällt damit wesentlich höher aus als zuvor. Wir streben an, unseren spezifischen CO₂-Ausstoß bis 2020 von 0,79 Tonnen (2012) auf 0,62 Tonnen je erzeugte Megawattstunde (MWh) Strom zu reduzieren. Dies wollen wir u.a. durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die laufende Modernisierung unseres konventionellen Erzeugungsportfolios erreichen. Außerdem erwarten wir, dass sich der Anteil der (vergleichsweise emissionsarmen) Gaskraftwerke an unserer gesamten Stromproduktion auf längere Sicht erhöhen wird.
- **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 häuften sich zuletzt die regulatorischen Eingriffe in den Energiemarkt. Wegen der schwierigen Haushaltslage zahlreicher europäischer Staaten hat sich überdies das Risiko erhöht, dass die Regierungen der Wirtschaft neue Lasten aufbürden. Wie das Beispiel Ungarns zeigt, betrifft dies insbesondere standortgebundene Unternehmen wie Energieversorger. In Deutschland schmä-

lert vor allem die 2011 eingeführte Kernbrennstoffsteuer unsere Ertragskraft. Da ihre Rechtmäßigkeit fraglich ist, haben wir bei den zuständigen Finanzgerichten Klage erhoben. Letztlich wird das Bundesverfassungsgericht – oder gegebenenfalls der Europäische Gerichtshof – über die Rechtmäßigkeit der Steuer entscheiden. Das wird aber wohl erst in kommenden Jahren der Fall sein.

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 Geschäftsbericht 2011, 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 und August 2012 Verfassungsbeschwerden eingelegt. Gegen das Kernenergiememorandum für Biblis A und B von März bis Juni 2011 haben wir bereits im April 2011 beim Hessischen Verwaltungsgerichtshof in Kassel Klagen eingereicht. Dieser hat unsere Klagen per Zwischenurteil vom Juli 2012 für zulässig erklärt.

Dass die politischen Risiken rund um die Kernenergie gestiegen sind, zeigt auch die Debatte um einen Endlagerstandort für hochradioaktive Abfälle in Deutschland. In einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe wird seit Herbst 2011 ein Gesetz zur Suche und Auswahl eines geeigneten Standorts vorbereitet, das noch im laufenden Jahr beschlossen werden soll (siehe Seite 45). Wir sehen das Risiko, dass mit neuen rechtlichen Vorgaben zusätzliche finanzielle Belastungen auf die Versorger zukommen.

Beim Bau und Betrieb von Produktionsanlagen sind wir genehmigungsrechtlichen Risiken ausgesetzt. In besonderer Weise betrifft dies unsere Windparks, Tagebaue und Kraftwerke. Wird ihr laufender Betrieb ausgesetzt oder beeinträchtigt, kann es zu erheblichen Produktions- und

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

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.

Auch die kartellrechtliche Preismissbrauchsaufsicht birgt Risiken. Der deutsche Gesetzgeber hatte den Kartellbehörden Ende 2007 eine verschärfte Kontrollbefugnis für Strom- und Gaspreise eingeräumt. Diese war zunächst bis Ende 2012 befristet und ist inzwischen bis Ende 2017 verlängert worden.

Darüber hinaus sehen wir Risiken aus der Regulierung von Energiehandelsgeschäften, die durch zwei EU-Verordnungen deutlich verschärft wurde. Im Dezember 2011 trat die „Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency“ (REMIT) in Kraft. Ihr Ziel ist, Insiderhandel und Marktmanipulationen beim Handel mit Strom und Gas zu unterbinden. Die Marktteilnehmer werden dazu verpflichtet, Insiderinformationen zu veröffentlichen. Außerdem müssen sie sich in Zukunft registrieren lassen und ihre Großhandelstransaktionen melden. Neben der REMIT hat auch die im August 2012 in Kraft getretene EU-Verordnung „European Market Infrastructure Regulation“ (EMIR) erhebliche Auswirkungen auf das Handelsgeschäft. Unternehmen, die in einem wesentlichen Umfang spekulative Handelsgeschäfte betreiben, haben künftig bestimmte Transaktionen mit Derivaten über Clearingstellen abzuwickeln und dabei in höherem Umfang als bisher finanzielle Sicherheiten zu hinterlegen. Außerdem müssen sie Derivatgeschäfte künftig einem Transaktionsregister melden. Wir sehen die Gefahr, dass sich der Berichtsaufwand und die Transaktionskosten im Energiehandel durch REMIT und EMIR deutlich erhöhen.

Auch die seit 2009 geltende Anreizregulierung für Strom- und Gasnetze in Deutschland birgt Ergebnisrisiken. Für Stromnetzbetreiber beginnt die zweite fünfjährige Regulierungsperiode am 1. Januar 2014, für Gasnetzbetreiber ist dies bereits zum 1. Januar 2013 geschehen. Die Regulierungsbehörden müssen noch endgültig festlegen, welche Erlöse sie den einzelnen Gesellschaften maximal zubilligen. Hier besteht das Risiko, dass die Obergrenzen zu

niedrig sind und damit nicht die tatsächliche Kostenentwicklung widerspiegeln. Allerdings besteht auch die Chance, dass unsere künftigen Netzerträge bei moderaten Obergrenzen und erfolgreichen Effizienzmaßnahmen über den Erwartungen liegen. Insgesamt sind wir zuversichtlich, dass sich die Rahmenbedingungen für Investitionen im Verteilnetz verbessern.

Mit großer Aufmerksamkeit verfolgen wir die politischen Umwälzungen in Nordafrika. Unsere Konzerngesellschaft RWE Dea ist mit Upstream-Projekten in der Region vertreten. In Ägypten fördert sie bereits Öl und Gas. Wie in allen Ländern, die nicht der OECD angehören, haben wir die Investitionsausgaben größtenteils 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. Potenzielle Verluste aus schwebenden Verfahren vor ordentlichen Gerichten und Schiedsgerichten haben wir mit angemessenen Rückstellungen abgesichert. Die uns gegenüber geltend gemachten Ansprüche übersteigen die Rückstellungsbeträge allerdings teilweise deutlich. Unter Berücksichtigung der uns vorliegenden rechtlichen Würdigungen halten wir solche Ansprüche für haltlos. Gleichwohl besteht das Risiko, dass wir uns mit unserer Auffassung nicht durchsetzen können.

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 Marktzinsen sowie Währungs- 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 Messung und Begrenzung von Risiken basiert u.a. auf dem VaR-Konzept. Der durchschnittliche VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag 2012 – wie im Vorjahr – unter 1 Mio. €.

Zinsrisiken bestehen in mehrfacher Hinsicht: 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 2012 auf durchschnittlich 5 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €). Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem Cash Flow at Risk. Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95 % und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Der Cash Flow at Risk betrug im Berichtsjahr durchschnittlich 14 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €).

Änderungen des Marktzinsniveaus können auch Auswirkungen auf die Barwerte der langfristigen Rückstellungen im RWE-Konzernabschluss haben. Sind die Diskontierungssätze abzusenken, führt dies zu einem Anstieg der Rückstellungen und umgekehrt. Zahlungsströme werden durch die bilanziellen Anpassungen nicht beeinflusst.

Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen lag hier im Jahresmittel bei 9 Mio. € (Vorjahr: 12 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 Finanzgeschäfte unserer Konzernunternehmen haben wir

Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen in internen Richtlinien verbindlich festgelegt.

- **Bonität von Geschäftspartnern:** Aus unseren Geschäftsbeziehungen mit Großkunden, Lieferanten und Handelspartnern ergeben sich Kreditrisiken. Die Entwicklung der Bonität unserer Transaktionspartner verfolgen wir zeitnah. Ihre Kreditwürdigkeit beurteilen wir vor und während der Geschäftsbeziehung anhand interner Ratings. Hierbei werden auch extern verfügbare Informationen berücksichtigt, z.B. Einschätzungen von Ratingagenturen. Für die Messung und Steuerung von Kreditrisiken gelten konzernweite Standards. Für Transaktionen im Vertrieb, die bestimmte Genehmigungsschwellen überschreiten, und für sämtliche Handelsgeschäfte gibt es ein Kreditlimit, das wir vor ihrem Abschluss festlegen und wenn nötig – etwa bei Veränderungen der Bonität – anpassen. Gegebenenfalls lassen wir uns Barsicherheiten stellen oder Bankgarantien geben. Kreditrisiken und Auslastungen der Limite messen wir im Handelsgeschäft täglich.

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).

- **Liquiditätsrisiko:** Das Liquiditätsrisiko besteht darin, dass wir möglicherweise nicht über genügend flüssige Mittel verfügen, um unsere finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Solche Verpflichtungen ergeben sich insbesondere aus unseren Finanzschulden, die wir bedienen müssen. Des Weiteren haben wir Sicherheiten zu 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.

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

- **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 zeitaufwendige Genehmigungsverfahren. Diesen Risiken begegnen wir – soweit möglich – durch ein sorgfältiges Betriebs- und 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 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 im RWE-Konzern bieten: 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 Bilanzzeit zu leisten. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG legen zum Halbjahr und zum Gesamtjahr einen externen Bilanzzeit 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 Grundsätze, 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 dass sie korrekt vorgenommen wurden. Dies geschieht durch 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 legen ihm Vertreter des Finanzressorts der RWE AG die Risiken der Finanzberichterstattung dar. Dabei wird auch erläutert, 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 Vorstandsvorsitzenden und fachlich dem Finanzvorstand.

1.12 PROGNOSEBERICHT

Unsere Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung haben sich erheblich verschlechtert. Allerdings könnte dies 2013 noch durch einen erfolgreichen Abschluss der Preisrevision mit unserem Gaslieferanten Gazprom abgedefert werden. Das betriebliche Ergebnis dürfte im laufenden Geschäftsjahr dann eine Größenordnung von 5,9 Mrd. € erreichen. Beim nachhaltigen Nettoergebnis, an dem sich der Dividendenvorschlag ausrichtet, erwarten wir einen Wert um 2,4 Mrd. €. Trotz Sachinvestitionen von rund 5 Mrd. € werden unsere Nettoschulden wohl stabil bleiben. Dabei unterstellen wir, dass wir 2013 den tschechischen Ferngasnetzbetreiber NET4GAS verkaufen.

Konjunkturausblick 2013: Leichtes Wachstum in den RWE-Märkten. Nach ersten Prognosen wird die Weltwirtschaftsleistung 2013 um etwa 2,5% steigen. Dies setzt voraus, dass die Staatsschuldenkrise im Euroraum nicht doch noch eskaliert. In den Ländern der Währungsunion werden allerdings notwendige Maßnahmen zur Konsolidierung der Staatshaushalte das Wachstum dämpfen. Das Bruttoinlandsprodukt der Eurozone dürfte deshalb stagnieren. Etwas günstiger sind die Perspektiven für die deutsche Volkswirtschaft: Nach einem Wachstum von 0,7% im vergangenen Jahr hält der Sachverständigenrat einen ähnlich hohen Anstieg der Wirtschaftsleistung auch 2013 für möglich. Wachstumsimpulse verspricht er sich von einem vergleichsweise hohen Beschäftigungsniveau und steigenden verfügbaren Einkommen. In den Niederlanden und Belgien könnte sich das BIP um bis zu 0,5% erhöhen und in Großbritannien sogar um etwa 1%. In derselben Größenordnung bewegen sich die Schätzungen für Ungarn (0,5%) und Tschechien (1%). Die besten Aussichten hat Polen: Dort wird die Wirtschaft voraussichtlich auch 2013 um über 2% wachsen.

Wetterbereinigter Energieverbrauch: Überwiegend Stagnation erwartet. Unsere Prognose zum diesjährigen Energieverbrauch leitet sich aus der oben dargestellten Konjunkturentwicklung ab. Da die Witterungsverhältnisse kaum vorhersehbar sind, unterstellen wir, dass die Temperaturen auf Normalniveau liegen werden. Unter diesen Voraussetzungen erwarten wir für Deutschland einen in etwa stabilen Stromverbrauch. Dem Einfluss moderaten Wirtschaftswachstums stehen voraussichtlich Verbrauchseinsparungen durch Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz gegenüber. Für Großbritannien und die Niederlande sieht unsere Prognose ähnlich aus. Etwas heterogener ist das Bild in Zentralosteuropa: Nach Schätzungen wird die Stromnachfrage in Polen um etwa 1% steigen, in Tschechien dagegen stagnieren und in Ungarn sogar leicht zurückgehen.

Beim Gas wird der Verbrauch voraussichtlich auch 2013 durch die geringe Nachfrage aus dem Stromerzeugungsbereich geprägt sein. Niedrige Preise für CO₂-Emissionsrechte und eine relative Verbilligung von Steinkohle gegenüber Gas deuten auf eine weiterhin schwache Auslastung von Gaskraftwerken hin. Bei leichtem Wirtschaftswachstum und normalen Witterungsverhältnissen dürfte der Gasverbrauch in den meisten Kernmärkten stagnieren oder sogar etwas zurückgehen.

Moderate Preisveränderungen an den Commodity-Märkten. Die Entwicklung auf den Terminmärkten lässt derzeit nicht auf massive Preisveränderungen bei den für uns relevanten Energierohstoffen schließen. Ende 2012 notierte der Forward 2013 für Rohöl der Sorte Brent mit 106 US\$ je Barrel. Er lag damit etwas unter dem Spotpreisniveau von 2012. Der gleiche Kontrakt für Steinkohle kostete am Rotterdamer Markt 93 US\$ je metrische Tonne (inkl. Fracht und Versicherung); das entspricht dem durchschnittlichen Spotpreis des vergangenen Jahres. Auch am TTF-Gasmarkt wurde der Forward 2013 mit 26 € je Megawattstunde (MWh) in etwa auf dem Preisniveau von 2012 gehandelt. Falls die Ölnotierungen nachgeben sollten, dürften sich auch die Gaseinfuhren nach Kontinentaleuropa verbilligen, weil die Importverträge noch teilweise ölpreisgebunden sind. Im europäischen CO₂-Emissionshandel sind die Notierungen Anfang 2013 weiter gesunken. Die künftige Preisentwicklung wird maßgeblich davon abhängen, ob sich die EU-Länder auf eine Verknappung des Zertifikateangebots einigen.

Über die Entwicklung der Forwards an den Stromgroßhandelsmärkten haben wir auf Seite 40 ff. informiert. Unsere Stromproduktion für 2013 hatten wir Ende 2012 bereits nahezu vollständig verkauft. Auch die dafür benötigten Brennstoffe und CO₂-Zertifikate hatten wir zu diesem Zeitpunkt beschafft oder zumindest preislich abgesichert. Der

durchschnittliche Strompreis, den wir bei unseren Terminverkäufen für 2013 in Deutschland realisiert haben, liegt unter dem Vergleichswert für 2012 (60 € je MWh). Auch für unsere Öl- und Gasförderung haben wir das Preisrisiko durch Terminverkäufe begrenzt, allerdings in wesentlich geringerem Umfang als bei Strom.

Große Herausforderungen für die konventionelle Stromerzeugung. Unser Marktumfeld stellt uns vor enorme Herausforderungen. Dies gilt vor allem für die konventionelle Stromerzeugung. In Deutschland beschneiden die Steuer auf Kernbrennstoffe und der beschleunigte Kernenergieausstieg seit 2011 unsere Ertragskraft. Außerdem schmälert der hochsubventionierte Ausbau der Photovoltaikkapazitäten den Einsatzspielraum und die Margen unserer konventionellen Erzeugungsanlagen. Hinzu kommt, dass uns für die dritte CO₂-Emissionshandelsperiode von 2013 bis 2020 so gut wie keine Emissionsberechtigungen mehr unentgeltlich zugeteilt werden und wir somit fast den gesamten Bedarf durch Zukäufe decken müssen; die Ergebnisbelastung daraus veranschlagen wir für das laufende Jahr auf rund 1,2 Mrd. €. Auch die Ausweitung der niederländischen Kohlesteuer auf alle Steinkohlekraftwerke zum 1. Januar 2013 und die Einführung einer Abgabe auf CO₂-Emissionen in Großbritannien zum 1. April 2013 mindern das Ergebnis und unsere Finanzkraft. Dementsprechend niedriger ist auch der Spielraum für Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte: Unsere aktuelle Planung sieht für den Zeitraum von 2013 bis 2015 Ausgaben in Gesamthöhe von rund 13 Mrd. € vor. Das ist weniger, als wir bisher angenommen hatten. Spätestens ab 2015 wollen wir unsere Investitionen und Dividendenzahlungen vollständig aus dem operativen Cash Flow finanzieren.

Ein Schwerpunkt der Investitionstätigkeit bleibt der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Unser Fokus liegt dabei auf Windkraftanlagen an Land und im Meer. RWE Innogy will im Zeitraum von 2013 bis 2015 insgesamt rund 2 Mrd. € investieren. Das ist deutlich weniger als ursprünglich geplant. Deshalb wird das Unternehmen sein Kapazitätsziel für Ende 2014 erst später erreichen: Nach alter Planung sollten bis dahin Erzeugungsanlagen mit insgesamt 4,5 Gigawatt (GW) in Bau oder Betrieb sein. Unsere neue Prognose für RWE Innogy bezieht sich ausschließlich auf Kapazitäten, die bereits am Netz sind. Diese dürften sich

Ende kommenden Jahres auf etwa 3,5 GW belaufen. Auch beim betrieblichen Ergebnis wird RWE Innogy hinter den Erwartungen zurückbleiben: Ursprünglich hatten wir für 2014 eine Größenordnung von 500 Mio. € prognostiziert. Nun rechnen wir mit einem Wert oberhalb von 300 Mio. €. Hauptgrund dafür sind die Verzögerungen beim Bau des Off-shore-Windparks Nordsee Ost, der voraussichtlich Ende 2014 und damit über ein Jahr später als geplant am Netz sein wird. Etwaige Kompensationsleistungen für die Verzögerungen sind im Ausblick für 2014 noch nicht berücksichtigt. Auch das stark gefallene Preisniveau im Stromgroßhandel hat uns zur Absenkung der Ergebnisprognose veranlasst, denn viele Erzeugungsanlagen von RWE Innogy – auch in Deutschland – erhalten für ihren Strom keine feste staatliche Vergütung und tragen somit ein Marktrisiko.

Auch in konventionelle Kraftwerke investieren wir. Wie auf Seite 49 dargestellt, nahmen allein im vergangenen Jahr vier neue Erzeugungsanlagen von RWE mit insgesamt rund 6.000 Megawatt (MW) Nettoleistung den kommerziellen Betrieb auf. Unser Gaskraftwerk im türkischen Denizli mit 775 MW wird voraussichtlich Mitte 2013 folgen. Die Steinkohledoppelblöcke in Hamm und Eemshaven mit 1.528 bzw. 1.560 MW Nettoleistung wollen wir 2014 fertigstellen. Damit wird unser laufendes Kraftwerksneubauprogramm abgeschlossen sein.

Neben der Erzeugung ist auch die Verteilung von Strom mit hohen Investitionen verbunden. Das ist auch eine Folge der deutschen Energiewende: Durch die rasante Zunahme der wetterabhängigen, dezentralen Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien wird es immer schwieriger, die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. RWE plant, im Zeitraum von 2013 bis 2015 insgesamt rund 1,9 Mrd. € in das deutsche Verteilnetz zu investieren.

Die Gas- und Ölförderung soll weiter ausgebaut werden. Regionale Schwerpunkte der Investitionstätigkeit sind die britische Nordsee, Norwegen und Nordafrika. RWE Dea strebt für 2014 unverändert ein Fördervolumen von mehr als 40 Mio. Barrel Öläquivalente (OE) an, gegenüber 30,8 Mio. Barrel OE im vergangenen Jahr. Das betriebliche Ergebnis unserer Upstream-Tochter soll sich dann in der Größenordnung von 800 Mio. € bewegen.

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

Neues Effizienzsteigerungsprogramm gestartet. Nach dem erfolgreichen Abschluss unseres Effizienzsteigerungsprogramms über 1,5 Mrd. € im vergangenen Jahr haben wir direkt ein neues Programm gestartet, das bis Ende 2014 läuft. Durch Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung wollen wir damit das jährliche Ergebnissniveau des Konzerns nachhaltig um 1 Mrd. € verbessern. Einen Beitrag dazu konnten wir bereits im vergangenen Jahr leisten. Erste Maßnahmen aus dem neuen Programm führten 2012 zu einem nachhaltigen Ergebnisbeitrag von rund 200 Mio. €. Im laufenden Jahr sollen 550 Mio. € hinzukommen und 2014 weitere 250 Mio. €. Das Effizienzsteigerungsprogramm erstreckt sich auf alle Konzerngesellschaften. Die Maßnahmen zielen auf Verbesserungen der operativen Prozesse ab, aber auch auf Einsparungen bei Verwaltung und IT.

Desinvestitionen zur Stärkung unserer Bilanz. Auch im laufenden Jahr wollen wir unsere Finanzkraft durch den Verkauf von Aktivitäten stärken. Unser Hauptaugenmerk liegt auf der Veräußerung des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS. Weitere kleinere Transaktionen sind für 2013 nicht ausgeschlossen. Ursprünglich waren wir davon ausgegangen, in den Jahren 2012 und 2013 Desinvestitionen mit einem Gesamtvolumen von etwa 7 Mrd. € tätigen zu können. Angesichts des schwierigen Marktumfelds werden wir dieses Ziel aber wohl nicht erreichen. Bislang haben wir Unternehmensteile im Gesamtwert von rund 2,1 Mrd. € verkauft.

Neue Berichtsstruktur zum 1. Januar 2013. Wie auf Seite 48 erläutert, haben wir die Verantwortung für den Betrieb nahezu aller konventionellen Kraftwerke in der neuen RWE Generation SE gebündelt, die zum 1. Januar 2013 die Geschäftstätigkeit aufgenommen hat. Unser Stromerzeugungsgeschäft ist damit effizienter aufgestellt und kann zügiger auf die gewaltigen Veränderungen im Energiesektor ausgerichtet werden. Mit RWE Generation ist ein neuer Unternehmensbereich entstanden. Er umfasst neben der konventionellen Stromerzeugung in Nordwesteuropa und der Türkei auch RWE Technology. Die Unternehmensbereiche Niederlande/Belgien und Großbritannien enthalten damit nur noch den Vertrieb von Strom, Gas und Energiedienstleistungen, der Bereich Deutschland darüber hinaus das Verteilnetzgeschäft und einige Randaktivitäten, z.B. auf dem Gebiet der Wasserversorgung. Die Namen dieser Bereiche haben wir an ihre neue Ausrichtung angepasst. Unser Ergebnisausblick für 2013 basiert auf der neuen Konzernstruktur mit nunmehr acht Unternehmensbereichen. Um die Vergleichbarkeit mit den Vorjahreszahlen zu gewährleisten, haben wir Letztere auf Pro-forma-Basis in die neue Struktur überführt.

Prognose für das Geschäftsjahr 2013 in Mio. €	Ist 2012 ¹	Prognose 2013 vs. Ist 2012
Außenumsatz	53.227	in der Größenordnung von 54 Mrd. €
EBITDA	9.314	in der Größenordnung von 9 Mrd. €
Betriebliches Ergebnis	6.416	in der Größenordnung von 5,9 Mrd. €
Konventionelle Stromerzeugung	3.268	deutlich unter Vorjahr
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.578	in der Größenordnung des Vorjahres
Vertrieb Niederlande/Belgien	190	in der Größenordnung des Vorjahres
Vertrieb Großbritannien	288	über Vorjahr
Zentralost-/Südosteuropa	1.052	deutlich unter Vorjahr
Erneuerbare Energien	183	über Vorjahr
Upstream Gas & Öl	685	in der Größenordnung des Vorjahres
Trading/Gas Midstream	-598	deutlich über Vorjahr
Nachhaltiges Nettoergebnis	2.457	in der Größenordnung von 2,4 Mrd. €

¹ Teilweise Pro-forma-Zahlen wegen geänderter Berichtsstruktur

Prognose für 2013: Umsatz leicht über Vorjahr. Für das laufende Geschäftsjahr rechnen wir mit einem Außenumsatz in der Größenordnung von 54 Mrd. €. Im deutschen und britischen Vertriebsgeschäft werden sich die Erlöse voraussichtlich erhöhen. Hauptgrund dafür sind Preisanpassungen infolge gestiegener Vorkosten. Sinken dürften dagegen die Erlöse, die der Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream durch den Verkauf konzerneigener Stromerzeugung erzielt. Denn wir gehen davon aus, etwas weniger Strom zu produzieren als 2012, und rechnen auch mit einem niedrigeren realisierten Durchschnittspreis. Der geplante Verkauf von NET4GAS hat keine nennenswerten Auswirkungen auf die Entwicklung des Außenumsatzes.

Betriebliches Ergebnis von rund 5,9 Mrd. € erwartet. Für das Geschäftsjahr 2013 prognostizieren wir ein EBITDA in der Größenordnung von 9 Mrd. €. Beim betrieblichen Ergebnis erwarten wir einen Wert nahe 5,9 Mrd. €, beim nachhaltigen Nettoergebnis gehen wir von etwa 2,4 Mrd. € aus. Der Verkauf von NET4GAS ist hier bereits berücksichtigt. Wir rechnen mit positiven Entwicklungen im Gas-Midstream-Geschäft und einem hohen Ergebnisbeitrag aus effizienzverbessernden Maßnahmen. Dies wird uns helfen, Ertragseinbußen in der konventionellen Stromerzeugung abzufedern.

- **Konventionelle Stromerzeugung:** Das betriebliche Ergebnis des neuen Unternehmensbereichs wird voraussichtlich deutlich unter dem Pro-forma-Wert für 2012 liegen. Wie bereits erwähnt, werden wir 2013 erstmals nahezu den gesamten Bedarf an CO₂-Emissionszertifikaten durch Zukäufe decken müssen. Weitere Belastungen entstehen aus der neuen Abgabe auf CO₂-Emissionen in Großbritannien und der niederländischen Kohlesteuer. Unsere diesjährige Stromerzeugung haben wir bereits größtenteils am Markt platziert und dabei niedrigere Margen realisiert als für unsere Stromproduktion des Vorjahres. Der Preis, den wir beim Terminverkauf des Stroms unserer deutschen Kraftwerke erzielten, lag unter dem Vergleichswert für 2012 (60 € je MWh). Darüber hinaus erwarten wir rückläufige Erzeugungsmengen, weil wir inzwischen sämtliche Braunkohleblöcke der 150-MW-Klasse stillgelegt haben. Positive Ergebniseffekte versprechen wir uns vom laufenden Effizienzsteigerungsprogramm. Außerdem rechnen wir mit einem niedrigeren Aufwand für die Revision unserer Kraftwerke.

- **Vertrieb/Verteilnetze Deutschland:** Hier wird das Ergebnis voraussichtlich in der Größenordnung des Vorjahres liegen. Einerseits erwarten wir positive Effekte aus effizienzsteigernden Maßnahmen. Andererseits entfallen die Ergebnisbeiträge von Aktivitäten, die wir im Vorjahr verkauft haben; dies betrifft insbesondere unsere Beteiligungen am Koblenzer Regionalversorger KEVAG und an den Berliner Wasserbetrieben.

- **Vertrieb Niederlande/Belgien:** Für den Unternehmensbereich erwarten wir ein Ergebnis in der Größenordnung des Vorjahres. Wettbewerbsbedingtem Druck auf die Gas-margen begegnen wir mit fortgesetzten Effizienzsteigerungen. Außerdem erwarten wir, unsere Kundenbasis in Belgien vergrößern zu können.

- **Vertrieb Großbritannien:** Im britischen Vertriebsgeschäft dürfte das betriebliche Ergebnis trotz intensiven Wettbewerbs über dem Niveau von 2012 liegen. Basis dafür sind fortgesetzte Maßnahmen zur Effizienzsteigerung. Ergebniswachstum erwarten wir vor allem im Geschäft mit Gewerbekunden. Allerdings rechnen wir auch mit steigendem Aufwand im Rahmen von staatlichen Programmen zur Förderung von Energieeinsparungen bei Privathaushalten.

- **Zentralost-/Südosteuropa:** Der Unternehmensbereich wird deutlich hinter dem Ergebnis des Vorjahres zurückbleiben. Ein wesentlicher Grund ist der geplante Verkauf von NET4GAS. Aber auch ohne diese Transaktion dürfte das Ergebnis sinken. Eine wichtige Rolle spielt dabei, dass im ungarischen Stromgeschäft die genehmigten Netzentgelte und regulierten Privatkundentarife gesenkt wurden und die Regierung des Landes eine Steuer auf die Netzinfrastuktur eingeführt hat.

- **Erneuerbare Energien:** Dank neuer Erzeugungskapazitäten wird sich das betriebliche Ergebnis von RWE Innogy verbessern. Unter anderem ist der Offshore-Windpark Greater Gabbard, an dem wir zu 50% beteiligt sind, seit September 2012 mit seiner vollen Kapazität von 504 MW am Netz. Aus der Wachstumsstrategie von RWE Innogy ergeben sich allerdings nach wie vor hohe Belastungen, denn die laufenden Investitionsprojekte sind mit erheblichen Vorlaufkosten verbunden.

74	Finanz- und Vermögenslage
80	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
82	Übernahmerechtliche Angaben
84	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
97	Prognosebericht

- **Upstream Gas & Öl:** Das betriebliche Ergebnis von RWE Dea dürfte die Größenordnung des Vorjahres erreichen, obwohl wir voraussichtlich niedrigere Ölpreise realisieren als 2012. Positiv wird sich die geplante Steigerung unserer Gasfördermengen auswirken. Im Laufe des Jahres wollen wir im britischen Nordseefeld Breagh und im ägyptischen Feld Disouq die Produktionstätigkeit aufnehmen. Zudem können wir erstmals ganzjährig aus den Nordseefeldern Clipper South und Devenick fördern, wo die Produktion im dritten Quartal 2012 angelaufen ist.
- **Trading/Gas Midstream:** Nach hohen Verlusten im Gas-Midstream-Geschäft in den beiden vergangenen Jahren erwarten wir für 2013 einen positiven Ergebnisbeitrag. Wie bereits auf Seite 63 erläutert, haben wir bei Nachverhandlungen zu unseren defizitären, ölpreisindexierten Gasbezugsverträgen mit nahezu allen Lieferanten gute Lösungen finden können. Lediglich mit Gazprom wurde noch keine Einigung erzielt. Wir gehen davon aus, dass die Verhandlungen oder das parallel laufende Schiedsverfahren 2013 zu einem zufriedenstellenden Ergebnis führen werden. RWE Supply & Trading würde dann auch hohe Kompensationszahlungen für Vorjahre erhalten. Darüber hinaus rechnen wir mit positiven Effekten aus unserem Effizienzsteigerungsprogramm.

Dividende für das Geschäftsjahr 2013. 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 von 2,4 Mrd. €.

Sachinvestitionen von 5 Mrd. € geplant. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte werden für 2013 auf rund 5 Mrd. € veranschlagt. Damit lägen sie etwa auf dem Niveau von 2012 (5,1 Mrd. €). Unsere Investitionen konzentrieren sich auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Fortführung des Kraftwerksneubauprogramms, unsere Strom- und Gasnetze sowie das Upstream-Geschäft von RWE Dea.

Nettoschulden in der Größenordnung des Vorjahres.

Unsere Nettoschulden dürften Ende 2013 in der Größenordnung des Vorjahres (33,0 Mrd. €) liegen, vorausgesetzt, dass wir uns 2013 von NET4GAS trennen. Außerdem gehen wir davon aus, dass das Zinsniveau stabil bleibt – und damit auch die Abzinsungsfaktoren für die langfristigen Rückstellungen. Der Verschuldungsfaktor, also das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, könnte dann ebenfalls in der Größenordnung von 2012 liegen (3,5). Mittelfristig streben wir hier eine Obergrenze von 3,0 an. Damit wollen wir sicherstellen, dass wir auch in schwierigen Zeiten uneingeschränkter Zugang zum Kapitalmarkt haben.

Mitarbeiterzahl unter Vorjahr. Die Zahl unserer Mitarbeiter dürfte sich im Jahresverlauf verringern. Das gilt insbesondere für unser Vertriebsgeschäft in den Niederlanden und Großbritannien. Dort wollen wir durch Effizienzverbesserungen Stellen einsparen. In Deutschland wird die Stilllegung von Kraftwerken zum Rückgang des Personalbestands führen. Beim unterstellten Verkauf von NET4GAS würden weitere rund 560 Mitarbeiter aus dem Konsolidierungskreis ausscheiden.

Perspektiven nach 2013. Unsere Ertragsaussichten für die kommenden Jahre werden durch eine Reihe negativer Faktoren getrübt. Wir gehen deshalb nicht davon aus, das Ergebnisniveau von 2013 halten zu können. Der Rückgang der Stromgroßhandelspreise und Erzeugungsmargen dürfte sich fortsetzen. Die aktuellen Terminpreise für 2014 und 2015 liegen deutlich unter dem Niveau, das wir für 2012 realisiert haben. Für das kommende Jahr haben wir bereits über 60 % unserer Stromproduktion aus Kernenergie und Braunkohle und über 40 % unserer Stromerzeugung aus Steinkohle und Gas verkauft. Für 2015 sind es über 30 bzw. 10 % (Stand: Ende 2012). Die hohen Investitionen der vergangenen Jahre werden zwar zusätzliche Ergebnisbeiträge erbringen; allerdings steigen damit auch das betriebliche Vermögen und die Abschreibungen. Für RWE Dea und RWE Innogy sehen wir einen positiven Ergebnistrend. Da die fiskalischen Belastungen im Upstream-Geschäft vergleichsweise hoch sind und der Anteil von RWE Dea am Konzernergebnis zunehmen wird, erwarten wir eine steigende Steuerquote. Im Vertriebsgeschäft dürfte sich die Ertragslage allenfalls leicht verbessern. Einen hohen nachhaltigen Ergebnisbeitrag versprechen wir uns von umfassenden Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung, über die wir auf Seite 99 berichten.

1,4 MRD. €

AUFWENDUNGEN FÜR DEN UMWELTSCHUTZ

2 UNSERE VERANTWORTUNG

70.208

MITARBEITER

150 MIO. €

AUFWENDUNGEN FÜR FORSCHUNG UND ENTWICKLUNG

0,792 TONNEN

CO₂-AUSSTOSS JE ERZEUGTE MEGAWATTSTUNDE STROM

8%

ANTEIL DER ERNEUERBAREN ENERGIEN AN DER STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄT

2,8

UNFÄLLE JE 1 MILLION ARBEITSSTUNDEN

2.1 BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Sehr geehrte Aktionäre,

der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2012 sämtliche ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben wahrgenommen. Wir haben den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens regelmäßig beraten und seine Maßnahmen überwacht. In alle grundlegenden Entscheidungen waren wir eingebunden. Der Vorstand berichtete uns schriftlich und mündlich über wesentliche Aspekte der Geschäftsentwicklung. Dies geschah regelmäßig, umfassend und zeitnah. Ebenso gründlich wurden wir über die aktuelle Ertragssituation, über die Risiken und über deren Management informiert.

Der Aufsichtsrat trat im Berichtsjahr viermal zusammen. Von den insgesamt 20 Mitgliedern des Gremiums nahmen 18 an allen Sitzungen und zwei an drei Sitzungen teil. Die Präsenz lag damit bei durchschnittlich 97,5 %. Wir trafen unsere Entscheidungen auf Grundlage von ausführlichen Berichten und Beschlussvorschlägen des Vorstands. Informationen über Projekte und Vorgänge von besonderer Bedeutung oder Dringlichkeit erhielten wir auch außerhalb der Sitzungen. Der Aufsichtsrat hat die nach Gesetz oder Satzung erforderlichen Beschlüsse gefasst. Sofern erforderlich, geschah dies auch im Umlaufverfahren. Als Vorsitzender des Aufsichtsrats stand ich in ständigem Kontakt mit dem Vorstandsvorsitzenden. Ereignisse von außerordentlicher Bedeutung für die Lage und Entwicklung des Konzerns konnten somit unverzüglich erörtert werden.

Beratungsschwerpunkte. Der Aufsichtsrat hat sich 2012 einer Vielzahl von Themen gewidmet. Breiten Raum nahm das Programm „RWE 2015“ ein, mit dem das Unternehmen finanziell entlastet und seine Wettbewerbsfähigkeit gesichert werden soll. Beraten haben wir uns auch über die Umsetzung des laufenden Desinvestitionsprogramms, beispielsweise über den Verkauf unserer Minderheitsbeteiligung an den Berliner Wasserbetrieben und des britischen Kernenergie-Joint-Ventures Horizon Nuclear Power. Darüber hinaus befassten wir uns mit der Aufstockung der Beteiligung am österreichischen Energieversorger KELAG, mit dem Fortgang des Kraftwerksneubauprogramms und mit Projekten zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Der Vorstand hat uns regelmäßig über die Umsatz- und Ertragslage, Maßnahmen zur Kostensenkung, laufende juristische Verfahren, den Stand der Preisrevisionen mit Gaslieferanten und die Preisentwicklung an den Energiemärkten informiert. In der Sitzung am 13. Dezember 2012 haben wir nach intensiven Beratungen die Planung des Vorstands für das Jahr 2013 verabschiedet und die Vorschau auf die Geschäftsjahre 2014 und 2015 zur Kenntnis genommen. Abweichungen von früher aufgestellten Planungen und Zielen wurden uns ausführlich erläutert.

Interessenkonflikte. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind gehalten, unverzüglich offenzulegen, wenn bei ihnen Interessenkonflikte auftreten. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lagen keine solchen Mitteilungen vor.

Ausschüsse. Der Aufsichtsrat hat fünf Ausschüsse, deren Mitglieder auf Seite 222 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. Über die Arbeit der Ausschüsse haben deren Vorsitzende den Aufsichtsrat regelmäßig informiert.

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit



Dr. Manfred Schneider

Vorsitzender des Aufsichtsrats der RWE AG

Das **Präsidium** kam im Geschäftsjahr 2012 zu einer Sitzung zusammen. Unter anderem leistete es Vorarbeiten für die Beratungen des Aufsichtsrats über die Planung für das Geschäftsjahr 2013 und die Vorschau auf die Jahre 2014 und 2015.

Der **Prüfungsausschuss** tagte fünfmal. Er beschäftigte sich intensiv mit den Quartalsfinanzberichten, dem Halbjahresabschluss und den Jahresabschlüssen. Die Abschlüsse erörterte er vor Veröffentlichung mit dem Vorstand. Der Abschlussprüfer nahm an den Beratungen in allen Ausschusssitzungen teil und berichtete über die Ergebnisse seiner Prüfung bzw. prüferischen Durchsicht. Der Prüfungsausschuss bereitete außerdem die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer vor. Dabei legte er auch Prüfungsschwerpunkte und die Honorarvereinbarung fest. Sein besonderes Augenmerk galt dem Risikomanagementsystem des Konzerns und dem rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem. Darüber hinaus befasste er sich mit Compliance-Fragen, mit der Prüfung des Compliance-Systems zur Korruptionsprävention nach IDW PS 980 und mit der Planung und den Ergebnissen der internen Revision. Im Berichtsjahr stand eine Vielzahl weiterer Themen auf der Agenda des Ausschusses: der Stand der Kraftwerksneubauprojekte, die Werthaltigkeitstests für den Kraftwerkspark, die Kapitaldeckung von Pensionsverpflichtungen durch den RWE Pensionstreuhand e.V. und die RWE Pensionsfonds AG, die IT-Strategie und Netzwerksicherheit, die Prozesse der Lohn- und Gehaltsabrechnung, das Management der Gasbeschaffung durch RWE Supply & Trading und die Geschäftslage von RWE Innogy.

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

Eine Sitzung des **Nominierungsausschusses** war nicht erforderlich.

Der **Vermittlungsausschuss** gemäß § 27 Abs. 3 MitbestG musste auch im Geschäftsjahr 2012 nicht einberufen werden.

Jahresabschluss 2012. Die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2012 der RWE AG, den gemäß § 315a HGB nach International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellten Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG 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 19. April 2012 zum Abschlussprüfer gewählt und vom Aufsichtsrat mit der Prüfung der Jahresabschlüsse der RWE AG und des Konzerns 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 27. Februar 2013. 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 26. Februar 2013 im Beisein der Abschlussprüfer mit den Jahresabschlüssen der RWE AG 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 27. Februar 2013 hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss der RWE AG, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern sowie den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns geprüft und keine Einwendungen erhoben. Wie vom Prüfungsausschuss empfohlen, stimmte er dem Ergebnis der Prüfung beider Abschlüsse zu und billigte den Jahresabschluss der RWE AG und den Konzernabschluss. Der Jahresabschluss 2012 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag an, der eine Dividende von 2 € je Aktie vorsieht.

Personelle Veränderungen in Aufsichtsrat und Vorstand. Im Aufsichtsrat der RWE AG gab es zwei Personalveränderungen, die die Arbeitnehmerseite betrafen: Arno Hahn und Reiner Böhle sind zum 1. Juli 2012 bzw. 1. Januar 2013 durch gerichtlichen Beschluss zu Mitgliedern des Gremiums bestellt worden. Sie sind Nachfolger von Uwe Tigges und Heinz Büchel.

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

Verändert hat sich auch die Besetzung und Aufgabenverteilung im Vorstand der RWE AG. Peter Terium hat zum 1. Juli 2012 dessen Vorsitz übernommen. Dr. Rolf Martin Schmitz ist sein Stellvertreter. In seiner Sitzung am 28. Februar 2012 hat der Aufsichtsrat Dr. Bernhard Günther zum Mitglied des Vorstands bestellt. Dr. Bernhard Günther gehört dem Gremium seit dem 1. Juli 2012 an. Zum 1. Januar 2013 hat er das Finanzressort von Dr. Rolf Pohlig übernommen, der Ende 2012 in den Ruhestand trat. In seiner Sitzung vom 19. April 2012 hat der Aufsichtsrat darüber hinaus Uwe Tigges in den Vorstand berufen, und zwar mit Wirkung zum 1. Januar 2013. Uwe Tigges wird am 1. April 2013 das Amt des Arbeitsdirektors von Alwin Fitting übernehmen. Alwin Fitting tritt Ende März 2013 in den Ruhestand.

Den ausgeschiedenen Mitgliedern von Aufsichtsrat und Vorstand dankt der Aufsichtsrat für ihren Einsatz und ihre Leistungen zum Wohle des Unternehmens.

RWE blickt – trotz der aktuell schwierigen Rahmenbedingungen im Energiesektor – auf ein insgesamt erfolgreiches Geschäftsjahr 2012 zurück. Hinter diesem Erfolg stehen die mehr als 70.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des RWE-Konzerns. Ihnen allen möchten wir an dieser Stelle unseren Dank aussprechen.

Für den Aufsichtsrat



Dr. Manfred Schneider
Vorsitzender

Essen, 27. Februar 2013

2.2 CORPORATE GOVERNANCE

RWE setzt auf eine verantwortungsbewusste Unternehmensführung, die sich an den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex ausrichtet. Diese haben wir in der Vergangenheit meist vollständig erfüllt. Zu Abweichungen kommt es i.d.R. nur dann, wenn der Kodex weiterentwickelt wird und die Umsetzung der neuen Empfehlungen Zeit erfordert. Das gilt auch für die zurückliegende Compliance-Periode: Dem Kodex in seiner am 15. Juni 2012 bekannt gemachten Fassung können wir in zwei Punkten noch nicht entsprechen. Mit neuen Regelungen zur Vergütung des Aufsichtsrats und zur Unabhängigkeit seiner Mitglieder wollen wir seinen Empfehlungen aber künftig wieder vollständig nachkommen.

Der Deutsche Corporate Governance Kodex. Der Begriff Corporate Governance bezeichnet den Ordnungsrahmen für die Leitung und Überwachung von Unternehmen. Dieser muss nach breiter Auffassung darauf ausgerichtet sein, dass Vorstand und Aufsichtsrat im Einklang mit den Prinzipien der sozialen Marktwirtschaft für den Bestand des Unternehmens und seine nachhaltige Wertschöpfung sorgen. Die Grundsätze einer guten Unternehmensführung und -kontrolle sind im Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) festgelegt, an dem wir uns orientieren. Der Kodex verfolgt das Ziel, das Vertrauen von Anlegern, Kunden, Mitarbeitern und Öffentlichkeit in deutsche börsennotierte Unternehmen zu stärken. Die Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex legte ihn im Februar 2002 in erster Fassung vor; seitdem überprüft sie ihn Jahr für Jahr vor dem Hintergrund nationaler und internationaler Entwicklungen und passt ihn bei Bedarf an.

Auch 2012 hat die Kommission den Kodex weiterentwickelt. Die aktuelle Fassung des Kodex wurde am 15. Juni 2012 im Bundesanzeiger bekannt gemacht. Neu ist u.a. der Hinweis in der Präambel, dass es in begründeten Einzelfällen im Interesse einer guten Unternehmensführung liegen kann, wenn eine Gesellschaft von einer Kodexempfehlung abweicht. Damit wird der Kodex der Unternehmenspraxis unseres Erachtens besser gerecht. Neben diesem Punkt hat die Kommission noch eine Reihe weiterer Inhalte präzisiert und einige Anregungen in die Kategorie einer Empfehlung hochgestuft. Den inhaltlichen Schwerpunkt der Kodexanpassungen bilden die Regelungen zur Unabhängigkeit und zur Vergütung des Aufsichtsrats.

Unabhängigkeit der Aufsichtsratsmitglieder. Eine wesentliche Neuerung betrifft die Empfehlung in Ziffer 5.4.1 Abs. 2 DCGK, wonach der Aufsichtsrat für seine Zusammensetzung konkrete Ziele benennen soll. In die Zielvorgaben aufzunehmen ist fortan auch die Zahl der unabhängigen Mitglieder. Nach Ziffer 5.4.2 DCGK ist ein Aufsichtsratsmitglied „insbesondere dann nicht als unabhängig anzusehen, wenn es in einer persönlichen oder einer geschäftlichen Beziehung zu der Gesellschaft, deren Organen, einem kontrollierenden Aktionär oder einem mit diesem verbundenen Unternehmen steht, die einen wesentlichen und nicht nur vorübergehenden Interessenkonflikt begründen kann.“

Der Aufsichtsrat der RWE AG hat sich bislang kein Ziel für die Anzahl der unabhängigen Mitglieder gesetzt, denn er ist der Auffassung, dass es dazu intensiver Erörterungen bedarf. Dies gilt umso mehr, als die im DCGK angegebene Negativ-Definition der Unabhängigkeit Spielraum für Interpretationen lässt und somit im Einzelfall Unklarheiten darüber bestehen können, ob ein Aufsichtsratsmitglied als unabhängig oder abhängig einzustufen ist. Der Aufsichtsrat wird die Einführung einer solchen Zielvorgabe mit der gebotenen Sorgfalt prüfen.

Vergütung des Aufsichtsrats. Die Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex ist vom Postulat einer erfolgsabhängigen Vergütung des Aufsichtsrats abgerückt. Die bisherige Empfehlung gemäß Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 1 DCGK, dass die Mitglieder des Aufsichtsrats neben einer festen eine erfolgsorientierte Vergütung erhalten sollen, wurde gestrichen. Künftig ist damit auch eine reine Festvergütung kodexkonform. Dahinter steht die Auffassung, dass sich der Aufsichtsrat bei der Wahrnehmung seiner Kontrollfunktion nicht vom kurzfristigen Unternehmenserfolg leiten lassen soll. An diesen Grundsatz knüpft die neue Empfehlung in Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 2 DCGK an: „Wird den Aufsichtsratsmitgliedern eine erfolgsorientierte Vergütung zugesagt, soll sie auf eine nachhaltige Unternehmensentwicklung ausgerichtet sein.“

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

Die Aufsichtsratsmitglieder der RWE AG erhalten gemäß § 12 der Satzung des Unternehmens derzeit sowohl eine feste als auch eine variable Vergütung. Letztere ist an die Höhe der Dividende gekoppelt. Bei ihrem Dividendenvorschlag an die Hauptversammlung orientieren sich Vorstand und Aufsichtsrat an einem Zielkorridor von 50 bis 60 % des um kurzfristige Sondereffekte bereinigten, nachhaltigen Nettoergebnisses. Dass mit dieser Praxis die im Kodex empfohlene Ausrichtung der erfolgsabhängigen Vergütung an der nachhaltigen Unternehmensentwicklung gewährleistet ist, kann nicht mit hinreichender Rechtssicherheit bejaht werden. Daher geben wir in unserer Entsprechenserklärung vorsorglich an, dass wir von der Empfehlung der Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 2 DCGK abweichen.

Die Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsrats der RWE AG kann nur durch einen satzungsändernden Beschluss der Hauptversammlung angepasst werden. Der Aufsichtsrat erarbeitet derzeit eine neue Vergütungsregelung, die der Empfehlung des Kodex mit hinreichender Rechtssicherheit entspricht und der Hauptversammlung zur Verabschiedung vorgelegt werden soll.

Umsetzung der Diversity-Ziele. Gemäß Ziffer 5.4.1 DCGK soll der Aufsichtsrat nicht nur konkrete Ziele für seine Zusammensetzung benennen, sondern auch über die Zielsetzung und den Stand der Umsetzung im Corporate-Governance-Bericht informieren. Der Aufsichtsrat der RWE AG hat im Dezember 2011 ein Anforderungsprofil für Mitglieder des Gremiums verabschiedet und dabei insbesondere Ziele im Hinblick auf die Vielfalt (Diversity) formuliert (siehe Geschäftsbericht 2011, Seite 106 f.). Unter anderem wurde festgelegt, dass der Anteil der Frauen mittelfristig von 15 auf 20 % steigen soll. Seither ist es nur zu kleineren Veränderungen in der Besetzung des Aufsichtsrats gekommen, die die Arbeitnehmerseite betrafen und keinen Einfluss auf die Umsetzung unserer Diversity-Ziele hatten.

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 der RWE AG geschlossen.
- Im Berichtsjahr haben Mitglieder des Vorstands, ihnen nahestehende Personen und 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 beziehende Finanzinstrumente machen in Summe weniger als 1 % des Aktienkapitals aus.

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

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 die Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB.

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

Im Zeitraum vom 28. Februar 2012 (Datum der letzten Entsprechenserklärung) bis zum 15. Juni 2012 hat die RWE Aktiengesellschaft sämtlichen Empfehlungen der Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex in der am 2. Juli 2010 bekannt gemachten Fassung des Kodex entsprochen.

Den Empfehlungen der am 15. Juni 2012 bekannt gemachten Fassung entspricht die RWE Aktiengesellschaft mit folgenden Einschränkungen:

Die Empfehlung in Ziffer 5.4.1 Abs. 2 DCGK ist noch nicht vollständig umgesetzt. Der Aufsichtsrat hat bislang keine Zielvorgabe zur Anzahl seiner unabhängigen Mitglieder im Sinne der Ziffer 5.4.2 DCGK quantifiziert. Dies bedarf weiterer Vorarbeiten und Beratungen.

Der Aufsichtsrat der RWE AG erhält neben der fixen eine erfolgsabhängige Vergütung, die sich nach der Höhe der Dividende bemisst. Der Dividendenvorschlag wiederum orientiert sich an dem um Sondereffekte bereinigten, nachhaltigen Nettoergebnis des RWE-Konzerns. Ob RWE damit die Empfehlung in Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 2 DCGK erfüllt, kann nicht mit hinreichender Rechtssicherheit festgestellt werden. Wir erklären daher vorsorglich die Abweichung von dieser Empfehlung.

RWE Aktiengesellschaft

Für den Aufsichtsrat

Dr. Manfred Schneider

Essen, 27. Februar 2013

Für den Vorstand

Peter Terium

Dr. Rolf Martin Schmitz

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.

Vergütung des Vorstands

Vergütungsstruktur. Struktur und Höhe der Vorstandsvergütung werden vom Aufsichtsrat festgelegt und regelmäßig überprüft. Das bestehende, von der Hauptversammlung 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 (ohne Versorgungsentgelte und Altersversorgungszusagen) 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. Alle Vorstandsmitglieder erhalten eine Barvergütung, die aus einem erfolgsunabhängigen Festgehalt und einer erfolgsabhängigen Tantieme besteht. Letztere gliedert sich auf in eine unternehmensbezogene und eine individuelle Komponente. Die Unternehmenstantieme macht 70 % und die individuelle Tantieme 30 % des gesamten Tantiemebudgets aus. Die Höhe der tatsächlich gewährten Unternehmenstantieme bemisst sich danach, inwieweit der zu Beginn des Geschäftsjahres festgelegte Wertbeitrag 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, die der Aufsichtsratsvorsitzende zu Beginn des Geschäftsjahres mit ihm vereinbart hat. Hier ist die Zielerreichung auf 130 % begrenzt.

Seit dem Geschäftsjahr 2010 zahlt RWE den Vorstandsmitgliedern – mit Ausnahme des ehemaligen Vorstandsvorsitzenden Dr. Jürgen Großmann – die Tantieme nur zu 75 % direkt aus. Die verbleibenden 25 % werden für drei Jahre zurückbehalten. Am Ende des Dreijahreszeitraums, erstmals 2014, überprüft 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.

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 des Unternehmens abbildet. Die restlichen 10 % des Bonus-Malus-Faktors werden durch einen konzernspezifischen Motivationsindex bestimmt, der die 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 die zurückbehaltene Tantieme ausbezahlt wird. Je besser die tatsächlich erreichten Werte sind, desto höher ist der Bonus-Malus-Faktor. Er kann zwischen 0 und 130 % liegen.

Als weiterer kurzfristiger Vergütungsbestandteil steht den Vorstandsmitgliedern Peter Terium und Dr. Bernhard Günther neben Festgehalt und Tantieme anstelle einer Pensionszusage ein jährliches Versorgungsentgelt zu. Hintergrund ist, dass das bislang übliche, auf Seite 114 f. beschriebene Pensionsmodell zum 1. Januar 2011 durch ein beitragsorientiertes Versorgungskonzept ersetzt wurde. Neue Vorstandsmitglieder erhalten nun in jedem Jahr der aktiven Dienstzeit ein Versorgungsentgelt in Höhe von 15 % ihrer Zielbarvergütung, d.h. der Summe aus Festvergütung und Tantiembudget. Sie können jährlich wählen, ob ihnen der Betrag bar ausbezahlt 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. 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.

Im Berichtsjahr betrug das Versorgungsentgelt für Peter Terium 368 Tsd. € und für Dr. Bernhard Günther 98 Tsd. €. Hiervon wurden 3 Tsd. € bzw. 98 Tsd. € durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt.

Dem ehemaligen Vorstandsvorsitzenden Dr. Jürgen Großmann steht anstelle einer Pensionszusage für 2012 letztmalig ein Versorgungskapital zu.

Zu den kurzfristigen Vergütungsbestandteilen zählen auch Sach- und sonstige Bezüge, die allen Vorstandsmitgliedern gewährt werden und die im Wesentlichen aus der Dienstwagenutzung und den Versicherungsprämien zur Unfallversicherung bestehen. Hinzu kommen Mandatsbezüge für die Aufsichtsrats Tätigkeit in konzernverbundenen Unternehmen. Diese werden vollständig auf die Tantieme angerechnet und führen damit nicht zu einer Erhöhung der Bezüge.

Für das Geschäftsjahr 2012 erhielt der Vorstand kurzfristige Vergütungen in folgender Höhe:

Kurzfristige Vergütung des Vorstands 2012	Erfolgs-unabhängige Vergütung		Erfolgs-bezogene Vergütung		Sach- und sonstige Bezüge		Mandats-einkünfte ¹		Sonstige Zahlungen		Insgesamt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
in Tsd. €												
Dr. Jürgen Großmann ²	1.425	2.700	2.008	3.708	14	35	0	0	1.502	2.000	4.949	8.443
Peter Terium ³	1.075	250	1.105	245	5	1	0	0	368	85	2.553	581
Dr. Rolf Martin Schmitz	880	750	699	574	11	17	185	160	0	0	1.775	1.501
Dr. Leonhard Birnbaum	800	750	764	694	24	24	40	40	0	0	1.628	1.508
Alwin Fitting	796	796	786	756	10	10	20	20	0	0	1.612	1.582
Dr. Bernhard Günther ³	290	-	290	-	11	-	0	-	98	-	689	-
Dr. Rolf Pohl	890	840	833	759	25	29	60	60	0	0	1.808	1.688
Summe	6.156	6.086	6.485	6.736	100	116	305	280	1.968	2.085	15.014	15.303

1 Mandateinkünfte sind auf die variable Vergütung angerechnet.

2 Dr. Jürgen Großmann erhält anstelle einer Versorgungszusage ein jährliches Versorgungskapital. Im Berichtsjahr belief sich dieses pro rata auf 1.500 Tsd. €.

3 Peter Terium und Dr. Bernhard Günther erhalten anstelle einer Versorgungszusage ein jährliches Versorgungsentgelt in Höhe von 15 % ihrer Zielbarvergütung.

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

Nicht in der Vergütung enthalten ist die zurückbehaltene Tantieme, da sie erst nach dem Dreijahreszeitraum und nur bei Erfüllung der erforderlichen Voraussetzungen ver-

gütungswirksam wird. Um ein vollständiges Bild der Vergütungskomponenten zu vermitteln, ist der Tantiemerückbehalt in der folgenden Tabelle gesondert dargestellt:

Tantiemerückbehalt in Tsd. €	2012	2011	2010
Dr. Jürgen Großmann	0	0	0
Peter Terium	368	82	-
Dr. Rolf Martin Schmitz	295	245	260
Dr. Leonhard Birnbaum	268	245	260
Alwin Fitting	269	259	266
Dr. Bernhard Günther	97	-	-
Dr. Rolf Pohl	298	273	290
Summe	1.595	1.104	1.076

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung. Neben den kurzfristigen Vergütungsbestandteilen erhalten die Vorstandsmitglieder – mit Ausnahme des ehemaligen 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. Der Anlagebetrag entspricht einem 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 gewähren den Inhabern das bedingte Recht, nach vierjähriger (oder optional bis zu fünfjähriger) Wartezeit eine Barauszahlung zu erhalten. Diese Zahlung erfolgt aber nur, wenn die Performance der RWE-Stammaktie, also die Rendite aus Aktienkursänderung, Dividende und Bezugsrecht, am Ende der Wartezeit besser ist als die

von mindestens 25 % der im STOXX Europe 600 Utilities gelisteten Vergleichsunternehmen. Bei der Erfolgsmessung werden Letztere gewichtet, und zwar in exakt der gleichen Weise wie im Index zum Zeitpunkt der Auflegung der jeweiligen Beat-Tranche. Somit 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 2012	
	Stück	Zuteilungswert bei Gewährung in Tsd. €
Peter Terium	187.631	1.250
Dr. Rolf Martin Schmitz	112.579	750
Dr. Leonhard Birnbaum	112.579	750
Alwin Fitting	112.579	750
Dr. Rolf Pohl	112.579	750
Summe	637.947	4.250

Im Berichtsjahr sind keine Auszahlungen aus dem Programm Beat 2005 geleistet worden, denn die Tranche 2009 war zum Stichtag nicht werthaltig und ist damit verfallen.

Aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung	Beat 2005 – Tranche 2009
	Auszahlung in Tsd. €
Dr. Rolf Martin Schmitz	0
Dr. Leonhard Birnbaum	0
Alwin Fitting	0
Dr. Rolf Pohlig	0
Summe	0

Aufgrund der Kursentwicklung der RWE-Stammaktie sind 2012 für aktienbasierte Vergütungen folgende Aufwendungen entstanden:

Zuführung zu Rückstellungen für aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung Tranchen 2011/2012	2012 in Tsd. €	2011 in Tsd. €
Peter Terium	541	-
Dr. Rolf Martin Schmitz	509	-241
Dr. Leonhard Birnbaum	509	-241
Alwin Fitting	509	-241
Dr. Bernhard Günther ¹	26	-
Dr. Rolf Pohlig	509	-241
Summe	2.603	-964

1 Der Betrag umfasst den Zeitraum von 2010 bis 2012. Die Rückstellung wurde zum 1. Juli 2012 von der RWE Supply & Trading auf die RWE AG übertragen.

Gesamtvergütung. Der Vorstand der RWE AG hat für das Geschäftsjahr 2012 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Gesamthöhe von 15.014 Tsd. € (inkl. Versorgungsentgelte) erhalten. Darüber hinaus wurden ihm langfristige Vergütungsbestandteile im Rahmen des Beat (Tranche 2012) mit einem Ausgabezeitwert von 4.250 Tsd. € zugeteilt. Die Gesamtvergütung des Vorstands für das Geschäftsjahr 2012 belief sich damit auf 19.264 Tsd. €.

Leistungen im Fall der Beendigung der Tätigkeit.

Mitglieder des Vorstands erhalten nach Beendigung der Vorstandstätigkeit die im Folgenden dargestellten Leistungen von RWE.

Altersversorgung (Altregelung). Die Pensionszusagen an die Vorstandsmitglieder Dr. Leonhard Birnbaum, Alwin Fitting, Dr. Rolf Pohlig und Dr. Rolf Martin Schmitz wurden vor Einführung des auf Seite 112 beschriebenen 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 sich aus der Anzahl der geleisteten Dienstjahre ergibt. Als Zielwert für die Altersver-

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

sorgung 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 Versorgungszusagen 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 oder 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 2012 bei 767 Tsd. €. Der Barwert der Gesamtverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug zum Jahresende 22.159 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	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Dr. Rolf Martin Schmitz ²	55	484	408	294	278	8.664	5.030
Dr. Leonhard Birnbaum	46	288	270	143	134	2.197	1.090
Alwin Fitting	59	312	312	221	210	6.889	5.046
Dr. Rolf Pohlig	60	321	302	109	103	4.409	2.995
				767	725	22.159	14.161

1 Nach dem Stand der ruhegeldfähigen Bezüge am 31. Dezember 2012

2 In dem voraussichtlichen Ruhegeld von Dr. Rolf Martin Schmitz sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern enthalten.

Wechsel der Unternehmenskontrolle. Die Mitglieder des Vorstands haben ein Sonderkündigungsrecht, wenn Aktionäre oder Dritte die Kontrolle über das Unternehmen erlangen. In diesem Fall können sie ihr Amt innerhalb von sechs Monaten nach Bekanntwerden des Kontrollwechsels 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 Sechsenmonatsfrist verlangen. Ein Kontrollwechsel im Sinne dieser Regelung

liegt vor, wenn ein oder mehrere gemeinsam handelnde Aktionäre oder Dritte mindestens 30 % der 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 Vertragslaufzeit 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.

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 Verschmelzung 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 Wartezeit bis zur Verschmelzung zur gesamten Wartezeit der Performance Shares entspricht.

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

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

Sonstige Zusagen. Im Einvernehmen mit der Gesellschaft wurde 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 in Gesamthöhe von 2.182 Tsd. € wurden ihm zum Beendigungszeitpunkt ausgezahlt. Ein Ruhegeld erhält Dr. Großmann nicht.

Neustrukturierung des Vergütungssystems ab dem Geschäftsjahr 2013. In seiner Sitzung vom 13. Dezember 2012 hat der Aufsichtsrat das System der Vorstandsvergütung überprüft und Anpassungen bei der variablen Komponente vorgenommen, die ab dem Geschäftsjahr 2013 wirksam werden.

Anstelle des Wertbeitrags wird künftig das betriebliche Ergebnis für die Bemessung der Unternehmenstantieme herangezogen. Damit wird berücksichtigt, dass sich der Kapitalmarkt bei der Beurteilung des Unternehmenserfolgs in erster Linie am betrieblichen Ergebnis orientiert.

Die bisherige Praxis, dass für die Unternehmenstantieme und die individuelle Tantieme jeweils ein Budgetwert festgelegt wird, entfällt. Künftig wird es – in Höhe der Summe dieser Werte – nur einen einzigen Budgetwert geben, der sich auf die Unternehmenstantieme bezieht. Die individuelle Leistung der Vorstandsmitglieder wird berücksichtigt, indem die tatsächlich erreichte Unternehmenstantieme, die zwischen 0 und 150 % des Budgetwertes liegen kann, mit einem Leistungsfaktor multipliziert wird.

Dieser hängt davon ab, inwieweit das Vorstandsmitglied den zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres vorgegebenen Zielkatalog erfüllt hat. Der Leistungsfaktor kann zwischen 0,8 und 1,2 liegen und wird vom Aufsichtsrat festgelegt. Mit der neuen Regelung ist der Spielraum für die Vergütung größer geworden: Der Vorstand partizipiert noch stärker als bisher an den positiven und negativen Entwicklungen des Unternehmens.

Die Neuerungen ab 2013 betreffen auch den Bonus-Malus-Faktor, der den Aspekt des nachhaltigen Wirtschaftens in die Vorstandsvergütung einfließen lässt. Auch hier wird die Kennziffer für den wirtschaftlichen Erfolg des Unternehmens vom Wertbeitrag auf das betriebliche Ergebnis umgestellt. Zudem war bisher ein Maximalwert von 130 % erreichbar. Diese Obergrenze wurde auf 150 % angehoben.

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

Vergütung des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats ist in der Satzung geregelt und wird von der 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.

Von dem so ermittelten Betrag erhält der Vorsitzende des Aufsichtsrats das Dreifache und sein Stellvertreter das Zweifache. Ausschussmitgliedern wird das Eineinhalbfache

gewährt und 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.

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich im Geschäftsjahr 2012 auf 2.481 Tsd. €. Außerdem erhielten Aufsichtsratsmitglieder Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Gesamthöhe von 120 Tsd. €.

Vergütung des Aufsichtsrats in Tsd. €	Grundvergütung 2012		Ausschussvergütung 2012		Gesamt	
	fest	variabel	fest	variabel	2012	2011
Dr. Manfred Schneider, Vorsitzender	40	43	80	86	249	249
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	40	43	40	43	166	166
Dr. Paul Achleitner	40	43	20	21	124	124
Werner Bischoff	40	43	20	21	124	124
Carl-Ludwig von Boehm-Bezing	40	43	40	43	166	166
Heinz Büchel (bis 31.12.2012)	40	43	20	21	124	124
Dieter Faust	40	43	20	21	124	124
Roger Graef	40	43	0	0	83	58
Arno Hahn (seit 01.07.2012)	20	21	9	9	59	0
Manfred Holz	40	43	20	21	124	87
Frithjof Kühn	40	43	20	21	124	124
Hans Peter Lafos	40	43	0	0	83	83
Christine Merkamp	40	43	0	0	83	58
Dagmar Mühlenfeld	40	43	20	21	124	124
Dagmar Schmeer	40	43	20	21	124	124
Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz	40	43	20	21	124	124
Dr. Wolfgang Schüssel	40	43	0	0	83	83
Ullrich Sierau	40	43	20	21	124	87
Uwe Tigges (bis 30.06.2012)	20	21	10	11	62	124
Manfred Weber	40	43	20	21	124	112
Dr. Dieter Zetsche	40	43	0	0	83	83
Gesamt	800	859	399	423	2.481	2.348

2.4 MITARBEITER

Unsere Mitarbeiter sind unsere wertvollste Ressource. Sie zu fördern und langfristig an das Unternehmen zu binden steht daher im Zentrum unserer Personalarbeit. RWE unterstützt ihre Beschäftigten daher in vielfältiger Hinsicht: bei der Aus- und Weiterbildung, der Mobilität innerhalb des Konzerns, dem beruflichen Fortkommen und der Vereinbarkeit von Beruf und Familie. Denn wir möchten, dass unsere Mitarbeiter nicht nur gute Arbeit leisten, sondern dies auch gern tun.

Attraktive Ausbildungsangebote. Um unseren Bedarf an qualifizierten Nachwuchskräften langfristig zu decken, bilden wir junge Menschen in mehr als 30 Berufen an knapp 60 Standorten aus. Das Angebot von RWE geht dabei weit über das Vermitteln fachlicher Fertigkeiten hinaus: Die Auszubildenden werden auf vielfältige Weise gefördert. Sie können an anspruchsvollen Projekten teilnehmen und verschiedene Konzerngesellschaften kennenlernen. Darüber hinaus bieten wir ihnen die Möglichkeit, die Ausbildung mit einem Studium zu kombinieren. Ende 2012 erlernten rund 2.800 junge Menschen bei RWE einen Beruf. Wir stellen damit auch weiterhin mehr Ausbildungsplätze zur Verfügung, als zur Deckung unseres eigenen Bedarfs erforderlich sind.

Darüber hinaus sind wir in Deutschland Partnerunternehmen für praxisintegrierte Studiengänge. Dadurch wollen wir angehende Ingenieure frühzeitig an RWE binden. Ein Beispiel ist unsere Kooperation mit der Hochschule Ruhr West in Mülheim an der Ruhr: Wer dort Energieinformatik studiert, kann bei uns eine mehrjährige Praxiszeit absolvieren. Die Einsätze bei RWE finden in den Semesterferien und einmal pro Woche während der Vorlesungszeit statt. Die Studenten können dabei verantwortungsvolle Aufgaben übernehmen und erhalten von uns eine angemessene Vergütung.

Jungen Menschen, die Schwierigkeiten haben, einen Ausbildungsplatz zu finden, helfen wir mit unserem 2004 gestarteten Programm „Ich pack’ das!“. Pro Jahr werden rund 100 Teilnehmer an zwölf RWE-Standorten mit technischen und handwerklichen Projektarbeiten sowie Bewerbungstrainings fit für den Arbeitsmarkt gemacht. Die Förderung dauert bis zu einem Jahr – und ist meist von Erfolg gekrönt: Vier von fünf Teilnehmern finden im Anschluss an das Programm einen festen Ausbildungsplatz.

Weitere Informationen zur Ausbildung bei RWE finden Sie unter www.rwe.com/ausbildung

Neue Karrierepfade im Konzern. Einmal Marketing, immer Marketing – einmal Rechnungswesen, immer Rechnungswesen. So sieht für viele der klassische Karriereweg aus. Doch gerade in einem dynamischen Marktumfeld brauchen Unternehmen Mitarbeiter, die vernetzt denken und über den Tellerrand hinausblicken. Das wollen wir fördern. Unseren Managern bieten wir an, im Rahmen eines Job-Rotation-Programms für begrenzte Zeit ihren Arbeitsplatz zu tauschen. Auch Vorstandsmitglieder von Konzerngesellschaften haben diese Chance bereits genutzt, indem sie für zwei Wochen die Rolle eines Kollegen aus einer anderen Konzerngesellschaft übernahmen. Job Rotation über einen längeren Zeitraum ist auch fester Bestandteil unserer Talentförderung. Die Nachwuchskräfte können dabei nicht nur wertvolle Erfahrungen sammeln, sondern gegebenenfalls Karriereschritte bei anderen Konzerngesellschaften vorbereiten.

Graduiertenprogramm feiert zehnten Geburtstag. Den RWE-Konzern aus verschiedenen Perspektiven kennenzulernen – diese Chance bieten wir auch den Teilnehmern unseres International Graduate Programme (IGP). Das IGP wurde im Mai 2012 zehn Jahre alt. Es steht für hohe Gestaltungsfreiheit und Eigenverantwortung, da die Trainees ihre Projektstationen selbst organisieren. Fünf- bis sechsmal wechseln sie den Funktionsbereich, die Gesellschaft, den Standort oder auch das Einsatzland und werden dabei von einem Mentor aus dem Top-Management unterstützt. Die Vielseitigkeit der Aufgaben und die umfassende Förderung stärken nicht nur die Kompetenz der Trainees, sondern – gut für uns – auch ihre Bindung an RWE: Fast alle Nachwuchskräfte verbleiben nach dem IGP im Konzern und setzen ihre erworbenen Qualifikationen damit weiterhin für das Unternehmen ein.

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

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 einen finanziellen Anreiz, damit sie ihre Erfahrung und Kreativität für die Verbesserung von Arbeitsprozessen einsetzen. Das Ergebnis kann sich sehen lassen: Allein im vergangenen Jahr haben mehr als 4.500 Mitarbeiter insgesamt 5.700 Ideen eingereicht. Deren wirtschaftlichen Nutzen veranschlagen wir auf über 20 Mio. € pro Jahr. Für zwei dieser Ideen wurden sogar renommierte Preise vergeben: Prämiert wurde zum einen die Entwicklung eines neuartigen Navigationssystems, das die Wartungsarbeiten an Strommasten erleichtert und jährliche Einsparungen im sechsstelligen Bereich ermöglicht. Zwei Mitarbeiter der RWE Deutschland AG erhielten dafür den Preis „Beste Trendidee 2012“ des Deutschen Instituts für Betriebswirtschaft. Die zweite prämierte Idee führt zur Verringerung des Abraums in Kohlelagerstätten. Das Einsparpotenzial wird hier sogar auf über 1 Mio. € pro Jahr veranschlagt. Entwickelt wurde das Konzept von acht Mitarbeitern der RWE Power AG. Ihnen hat das Deutsche Institut für Ideen- und Innovationsmanagement die Silbermedaille für eine der besten und innovativsten Ideen des Jahres 2012 verliehen.

Vereinbarkeit von Beruf und Familie. Die Attraktivität eines Arbeitsplatzes hängt nicht nur von der Art der Aufgabe, der Höhe des Gehalts oder den Aufstiegsmöglichkeiten ab. Viele Mitarbeiter messen sie auch daran, wie gut sie berufliche und familiäre Aufgaben miteinander vereinbaren können. Im Wettbewerb um qualifizierte Arbeitskräfte wollen wir auch hier punkten: mit Modellen zur Arbeitszeitflexibilisierung, der Einrichtung von Heimarbeitsplätzen, Beratungsangeboten zum Thema Pflege und betrieblich unterstützter Kinderbetreuung. Keine fünf Monate nach dem ersten Spatenstich öffnete im Juli 2011 die RWE-Kita „Lumiland“ in Essen ihre Tore: Über 100 Kinder von Mitarbeitern des Konzerns und aus dem Stadtteil werden hier betreut. Zu den Schwerpunkten des pädagogischen Konzepts gehört der Erwerb interkultureller Kompetenzen – bis hin zur Vermittlung erster Kenntnisse auf den Gebieten Natur und Technik. Wegen der großen Nachfrage ist 2012 eine weitere Essener Einrichtung mit den Qualitätsstandards von Lumiland eröffnet worden.

Am Holding-Standort Essen stellt RWE inzwischen rund 140 Betreuungsplätze für Kinder im Alter von vier Monaten bis sechs Jahren zur Verfügung. Wir haben uns vorgenommen, an weiteren großen RWE-Standorten in Deutschland betrieblich unterstützte Kindertagesstätten einzurichten. Schon im Sommer 2013 soll in Köln das dritte Lumiland eröffnet werden.

Fokus Frauenförderung. Die soziale Vielfalt (Diversity) der modernen Gesellschaft zum Vorteil von RWE zu nutzen, ist Ziel unseres Diversity Managements. Als Mitunterzeichner der „Charta der Vielfalt“, einer Initiative deutscher Unternehmen, haben wir uns verpflichtet, eine Organisationskultur zu pflegen, die von Respekt und Wertschätzung geprägt ist. In der kulturellen Vielfalt, die sich aus der Internationalität unseres Geschäfts ergibt, sehen wir großes Potenzial. Außerdem möchten wir den Anteil der Frauen in Führungspositionen erhöhen. Zum 31. Dezember 2012 waren 12,3% unserer leitenden Angestellten Frauen. Ende 2018 sollen es bereits 22% sein. Im Rahmen der Frauenförderung setzen wir u.a. auf ein Mentoren-Programm, das sich speziell an weibliche Führungskräfte richtet. Darüber hinaus haben wir ein internationales Netzwerk für Frauen geschaffen, an dem inzwischen mehr als 450 Personen aus allen Ebenen und Bereichen des Konzerns teilnehmen.

RWE gewinnt Deutschen Engagementpreis. Mitarbeiter, die ehrenamtlich eine Fußballmannschaft trainieren oder den Schulhof der Grundschule verschönern, sind im besten Sinne Botschafter unseres Unternehmens. Ihren tatkräftigen Einsatz unterstützen wir finanziell und bei Bedarf mit einer Freistellung von bis zu drei Tagen pro Jahr. Organisiert wird die Förderung von der Dachorganisation RWE Companius. Seit deren Start im Jahr 2008 haben mehr als 13.000 Mitarbeiter rund 8.500 Projekte in ihrer Freizeit betreut. Im vergangenen Jahr wurden uns dafür zwei hohe Auszeichnungen verliehen: Das Bündnis für Gemeinnützigkeit ehrte uns mit dem Deutschen Engagementpreis und die Fachzeitschrift Human Resources Manager mit dem HR Excellence Award.

Weitere Informationen zur Personalarbeit bei RWE finden sich in unserem Personalbericht 2012, den Sie im Internet unter www.rwe.com abrufen können.

2.5 NACHHALTIGKEIT

Die Gesellschaft hat hohe Erwartungen an uns – nicht nur beim Klima- und Umweltschutz. Die Stromversorgung soll verlässlich und zugleich bezahlbar sein. Höchste Standards bei der Arbeitssicherheit gelten als selbstverständlich, ebenso wie das Monitoring von Lieferanten. Außerdem wollen die Bürger immer stärker bei Großprojekten eingebunden werden. All diesen Anforderungen stellen wir uns. Denn wir können als Unternehmen nur dann langfristig erfolgreich sein, wenn wir uns durch verantwortungsbewusstes Handeln die Akzeptanz der Gesellschaft sichern.

Akzeptanz als Maßstab für nachhaltiges Handeln. Die Erwartungen der Bürger an Unternehmen steigen. Neben Informationen und Transparenz fordert die Gesellschaft auch immer mehr direkte Beteiligung ein – insbesondere bei Großprojekten. Dies betrifft in besonderer Weise Versorgungsunternehmen wie RWE, denn mit der deutschen Energiewende kommen erhebliche Infrastrukturinvestitionen auf uns zu. Doch wie genau sollen Bürger bei der Entwicklung solcher Projekte eingebunden werden? RWE hat dazu im Oktober 2012 eine Studie vorgelegt, die sich auf eine Befragung von rund 40 Experten aus Unternehmen, Genehmigungsbehörden, Parteien, Forschungseinrichtungen, Medien, Umweltschutzorganisationen und Kirchen stützt. Die Untersuchung zeigt, dass es in Deutschland eine neue Dialog- und Beteiligungskultur geben muss. Die Durchsetzbarkeit von Großprojekten – so der Tenor der Studie – hänge nicht nur von der Einhaltung rechtlicher Vorgaben, sondern auch von der Resonanz der betroffenen Öffentlichkeit ab. Bürgerbeteiligung müsse zum festen Bestandteil jeder Projektplanung werden. Die dafür erforderlichen Maßnahmen seien kein bloßer PR-Posten, sondern unverzichtbare kalkulatorische Größe bei der Verwirklichung eines Großvorhabens.

Die Studie hat auch gezeigt, dass die Energiewende zwar auf breite Zustimmung stößt, über ihre Konsequenzen jedoch vielfach Unkenntnis herrscht. RWE setzt hier schon bei den Kleinsten an: Das RWE Schulforum bietet Unterrichtsmaterialien und Lehrerfortbildungen an. Außerdem steht RWE schon heute bei Großprojekten in engem Kontakt mit Politikern und Bürgern vor Ort. Diesen Dialog wollen wir in Zukunft intensivieren.

Zehn Handlungsfelder der Nachhaltigkeit. Was für die Bürgerbeteiligung gilt, trifft auf all unsere Ziele und Maßnahmen auf dem Gebiet der Corporate Responsibility (CR) zu: Sie sind abgeleitet aus den Erwartungen der Gesellschaft an uns. Um diese Erwartungen besser einschätzen zu können, stehen wir in ständigem Dialog mit unseren Anspruchsgruppen, auch als „Stakeholder“ bezeichnet. Dabei handelt es sich in erster Linie um Vertreter der Anteilseigner, der Politik, der Verbände und der Arbeitnehmer, aber auch um Nichtregierungsorganisationen und Bürgerinitiativen. Auf Basis

dieses Dialogs haben wir bereits im Jahr 2007 zehn Handlungsfelder festgelegt, in denen nach unserem Verständnis die wichtigsten Herausforderungen für RWE liegen. Für jedes Handlungsfeld 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 die Entwicklung eines RWE-spezifischen CR-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. Die Gesellschaft erwartet von uns Lösungen zum Schutz des Klimas. In den vergangenen Jahren haben wir Milliardenbeträge in den Bau hochmoderner Gas- und Kohlekraftwerke investiert. So können emissionsintensive Altanlagen vom Netz genommen werden, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Beispielsweise war die Inbetriebnahme des neuen Braunkohlekraftwerks in Neurath bei Köln Basis für die Stilllegung sämtlicher Blöcke der 150-Megawatt-Klasse, von denen einige über 60 Jahre am Netz waren. Ein Kernelement unserer Klimaschutzstrategie ist auch der Ausbau der erneuerbaren Energien. Zwar stehen hierfür weniger Mittel zur Verfügung als ursprünglich

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

geplant; an unserem langfristigen Emissionsminderungsziel halten wir aber fest: Bis 2020 wollen wir den Kohlendioxid-ausstoß unseres Kraftwerksparks auf 0,62 Tonnen CO₂ je Megawattstunde (MWh) Strom senken. Gegenüber 2012 (0,79 Tonnen) wäre das ein Rückgang um über 20%.

(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. Dieser ist definiert als die erzeugte Menge an Strom und Nutzwärme je eingesetzte Primärenergie. Nach Abschluss unseres laufenden Kraftwerksneubauprogramms im Jahr 2014 soll der energetische Nutzungsgrad unserer fossil befeuerten Kraftwerke einen Durchschnittswert von 41 % erreichen. Im vergangenen Jahr lag er bei 39%. Auch beim Stromnetzbetrieb suchen wir nach Wegen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Ein Beispiel dafür ist unser Modellversuch „AmpaCity“ in Essen, über den wir auf Seite 86 f. berichten. Daneben setzen wir uns seit Jahren erfolgreich für eine Senkung des Energieverbrauchs unseres Fuhrparks und unserer Immobilien ein. Unsere Haushaltskunden unterstützen wir beim sparsameren Einsatz von Strom und Gas. Auch Gewerbetreibenden und 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. 2012 profitierten mehr als 200 Betriebe aus einer Vielzahl von Branchen davon.

(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 rund 200 F&E-Projekte decken die ganze Wertschöpfungskette von RWE ab – von der Rohstoffgewinnung über die Umwandlung, Verteilung und Speicherung von Energie bis hin zu ihrer Nutzung durch den Kunden (siehe Seite 84 ff.). Unsere F&E-Aktivitäten steuern wir konzernweit. 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 wurden alle wichtigen F&E-Gebiete abgedeckt.

(4) Versorgungssicherheit. Energie – ob als Strom, Gas oder Wärme – muss zur Verfügung stehen, wenn sie gebraucht wird. Unsere Kunden vertrauen darauf, dass wir das sicherstellen. In der aktuellen Diskussion um die Versorgungssicherheit steht die Stabilität der Stromnetze im Vordergrund. Angebot und Nachfrage müssen hier kontinuierlich in 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 2011 mit rund 18 Minuten deutlich unter dieser Marke. Trotzdem halten wir unser Ziel für ambitioniert, denn mit dem zunehmenden Ausbau der wetterabhängigen erneuerbaren Energien und dem vermehrten Einsatz dezentraler Stromerzeugungsanlagen steigen die Anforderungen an die Beschaffenheit und den Betrieb der Netze. Ende 2012 speisten rund 250.000 Photovoltaik- oder Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 14 Gigawatt (GW) Strom in unser deutsches Verteilnetz ein. Allein in den vergangenen drei Jahren sind Kapazitäten in Höhe von 5,6 GW hinzugekommen. Dementsprechend hoch sind die erforderlichen Investitionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit: Wir planen, in unser deutsches Verteilnetz im Zeitraum von 2013 bis 2015 insgesamt rund 1,9 Mrd. € zu investieren. Beim Gas ist die Gefahr von Lieferunterbrechungen aufgrund der Pufferfunktion des Gasnetzes deutlich geringer. Hier lag die Ausfallzeit 2011 im Durchschnitt bei etwa einer Minute pro Kunde.

(5) Lieferkette. Unsere besondere Aufmerksamkeit galt 2012 dem Monitoring unserer Lieferanten. Der Verhaltenskodex des RWE-Konzerns verbietet eine Zusammenarbeit mit Unternehmen, von denen bekannt ist, dass sie grundlegende Umwelt- und Sozialstandards verletzen. Dazu zählen insbesondere die Vorgaben der UN-Initiative Global Compact. Für Kontroversen sorgten zuletzt die Arbeitsbedingungen in Steinkohleminen in Südafrika und Lateinamerika. Um hier einen besseren Einblick zu gewinnen, haben wir Anfang 2012 gemeinsam mit sieben weiteren europäischen Energieversorgern die Initiative „bettercoal“ ins Leben gerufen. Im Auftrag von bettercoal wird es künftig Audits in den Kohlebergwerken der wichtigsten Lieferländer geben, und zwar voraussichtlich bereits ab 2013.

Um einen nachhaltigen Anbau der in unseren Kraftwerken eingesetzten Biomasse sicherzustellen, haben wir konzernweite Regeln für die Produktion, den Transport, den Handel und die Nutzung dieses Brennstoffs erlassen, an die sich auch unsere Zulieferer halten müssen. Unser Ziel: Der Einsatz von Biomasse für die Stromerzeugung darf keine Nachteile für Mensch und Umwelt haben. Beispielsweise sollen Flächen, auf denen Nahrung angebaut wird, nicht zur Produktion von Kraftstoffen umgewidmet werden. Deshalb ist es wichtig für uns, dass wir die in unseren Kraftwerken verfeuerte Biomasse bis zur Quelle zurückverfolgen können. Dabei hilft uns das von Essent mitentwickelte Zertifizierungssystem „Green Gold Label“: Es deckt alle Verarbeitungsstufen ab – angefangen beim Anbau über die Weiterverarbeitung und den Transport bis hin zur Nutzung. Außerdem engagieren wir uns in der Initiative der europäischen Holzpelleteinkäufer IWPB (Initiative of Wood Pellet Buyers), damit Nachhaltigkeitskriterien in den Lieferverträgen berücksichtigt werden.

Auch bei der Beschaffung von Standardwaren und Dienstleistungen ist es uns wichtig, dass unsere Lieferanten Mindestanforderungen in Bezug auf Arbeitsbedingungen und Umweltschutz einhalten. Beim Einkauf von Energierohstoffen nehmen wir auch selbst Risikoprüfungen bei unseren Geschäftspartnern vor. Für 2013 haben wir das Ziel, dass mindestens 98 % unseres gesamten Einkaufsvolumens durch solche Mindeststandards oder Risikoprüfungen abgedeckt sind. 2012 haben wir dieses Ziel bereits erreicht.

Für den Einkauf von Anlagen und komplexen Komponenten haben wir ein Qualitätsmanagement aufgebaut. Im Jahr 2011 hat sich die für den Kraftwerksbau zuständige RWE Technology nach ISO 9001, dem Standard für Qualitätsmanagement, 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. Die Energiekosten sind immer mehr Gegenstand öffentlicher Diskussion. In Deutschland haben die Strompreise für Privathaushalte zuletzt stark angezogen, obwohl die Notierungen im Großhandel rückläufig waren. Hauptgrund ist, dass sich die Umlagen zur Förderung der erneuerbaren Energien stark erhöht haben. Dies ist zwar Folge politischer Weichenstellungen, steigert

aber den Druck auf die Vertriebsunternehmen. Immer mehr Kunden sind bereit, vom angestammten Anbieter zu einem Konkurrenten zu wechseln, um wenigstens einen Teil der Mehrbelastungen auszugleichen. Daher sind wir besonders gefordert, unsere Kunden an uns zu binden, indem wir sie von der Qualität und Preiswürdigkeit unserer Produktpalette überzeugen. Wie erfolgreich wir dabei sind, messen wir nicht nur an Wechselraten, sondern in Deutschland auch mithilfe eines Loyalitätsindex. Er stützt sich auf repräsentative Befragungen von Privat- und Gewerbekunden durch das unabhängige Marktforschungsinstitut IPSOS. 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 haben wir 72 Punkte erreicht; 2013 sollen es mindestens 73 Punkte sein.

(7) Demografischer Wandel. Aufgrund niedriger Geburtenraten – insbesondere in Deutschland – müssen wir frühzeitig die Weichen dafür stellen, dass RWE auch langfristig auf genügend qualifizierte Mitarbeiter zurückgreifen kann. 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 berücksichtigen dabei die Auswirkungen des demografischen Wandels auf verschiedene Berufsgruppen. Als Analyseinstrument nutzen wir u.a. einen 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 knapp 84 Punkte. Dies ist zugleich der Zielwert für 2013.

(8) Gesundheitsmanagement und Arbeitssicherheit.

Unsere Mitarbeiter sollen so gesund nach Hause gehen, wie sie zur Arbeit gekommen sind. Diesem Anspruch so gut wie möglich gerecht zu werden, ist Ziel unseres betrieblichen Gesundheitsmanagements. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir dafür ein Grundlagenprogramm entwickelt, das konzernweit umgesetzt werden soll. Unsere Maßnahmen zielen u.a. auf Stressabbau und die Vorbeugung gegen Herz-Kreislauf-Erkrankungen ab. Neben Aufklärungskampagnen zur Bedeutung von gesunder Ernährung und regelmäßiger Bewegung setzen wir auch auf Kursangebote, etwa zur Rückenschulung und zur dauerhaften Gewichtsreduktion.

Auch die Sicherheit der Arbeitsprozesse hat bei RWE hohen Stellenwert. Wir entwickeln unsere Arbeitsschutzkultur mit speziellen Programmen permanent weiter und erreichen damit, dass sich die Unfallzahlen kontinuierlich verringern. Im vergangenen Jahr lag unser besonderes Augenmerk auf Partnerfirmen, deren Mitarbeiter an RWE-Standorten eingesetzt sind. In Workshops haben wir 2012 rund 600 Führungskräfte solcher Unternehmen mit unserer Arbeits- und Gesundheitsschutzkultur vertraut gemacht. Auf unseren Baustellen und an allen Kraftwerksstandorten geben wir externen Mitarbeitern unter Einsatz der Software „easyINSTRUCT“ an elektronischen Terminals Sicherheitsunterweisungen in ihrer Muttersprache. Beleg für den Erfolg dieser und weiterer Maßnahmen: Die Unfallquote belief sich 2012 auf 2,6 je eine Million geleisteter Arbeitsstunden (Vorjahr: 2,8). Damit war sie das elfte Jahr in Folge rückläufig. Seit 2012 beziehen wir die Mitarbeiter von Partnerfirmen in unsere Unfallstatistik ein. Auf dieser Basis ergibt sich für 2012 eine Unfallquote von 2,8; bis 2015 wollen wir einen Wert unter zwei erreichen.

(9) Umweltschutz. Mit unseren Tagebauen, Förderanlagen, Kraftwerken und Netzen greifen wir in Natur und Landschaft ein. Beim Schutz und bei der Renaturierung von Ökosystemen können wir auf langjährige Erfahrungen zurückgreifen, etwa im Netzgeschäft oder bei der Förderung von Braunkohle, Gas oder Öl. Viele der Umweltschutzmaßnahmen sind gesetzlich vorgegeben oder in Betriebsgenehmigungen verankert. Bei der Einhaltung ökologischer Auflagen hilft uns unser Umweltmanagementsystem, das inzwischen 99,6% aller Aktivitäten des RWE-Konzerns abdeckt. Zahlreiche Gesellschaften haben es nach der weltweit anerkannten

Norm ISO 14001 zertifizieren lassen. Bezogen auf die Anzahl der Mitarbeiter lag der Anteil der zertifizierten Konzernaktivitäten Ende 2012 bei 43%.

Anfang 2013 haben wir mit der International Union for Conservation of Nature (IUCN) eine Partnerschaft geschlossen. Sie soll dazu beitragen, dass wir den Einfluss unseres Handelns auf das Ökosystem gerade bei neuen Projekten – etwa auf dem Gebiet der Offshore-Windkraft – noch besser abschätzen können. So wollen wir sicherstellen, dass wir mit allen Aktivitäten unseren hohen Ansprüchen in puncto Umweltschutz gerecht werden.

An unseren Standorten ist 2012 allerdings ein Umweltvorfall eingetreten, der auch überregionale Aufmerksamkeit fand. Ereignet hat er sich im niedersächsischen Völkersen, wo RWE Dea Gas fördert. Trotz regelmäßiger Wartungen eines gutachterlich zugelassenen Leitungssystems kam es dort zu einer Verunreinigung des oberflächennahen Grundwassers durch Benzol. Nach Ansicht der Gutachter und Aufsichtsbehörden bestand zu keiner Zeit Gefahr für Mensch, Flora und Fauna. RWE Dea hat umfangreiche Maßnahmen ergriffen, um den Schaden vollständig zu beseitigen und Vorkommnisse dieser Art künftig zu vermeiden.

Unsere Aufwendungen für den Umweltschutz summierten sich im Berichtsjahr auf 1.365 Mio. €; das sind 20% mehr als 2011. Hinzu kamen Investitionen in Höhe von 1.418 Mio. €. Hier verzeichneten wir einen Rückgang um 18%. Zwei Drittel unserer Umweltschutzausgaben dienten dem Klimaschutz. Darunter fallen insbesondere die Investitionen zur Modernisierung unseres Kraftwerksparks und zum Ausbau der Strom-

Aufwendungen und Investitionen für den Umweltschutz in Mio. €	Aufwendungen		Investitionen		Gesamt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Luftreinhaltung	233	366	47	41	280	407
Natur- und Landschaftsschutz	60	71	22	22	82	93
Gewässerschutz	165	246	37	52	202	298
Abfallbeseitigung	363	207	3	1	366	208
Lärm	8	13	5	7	13	20
Altlasten, Bodenkontamination	16	3	1	1	17	4
Klimaschutz	520	232	1.303	1.613	1.823	1.845
Summe	1.365	1.138	1.418	1.737	2.783	2.875

erzeugung aus erneuerbaren Energien. Einen hohen Anteil an den Umweltschutzaufwendungen hatten Maßnahmen zur Abfallbeseitigung, beispielsweise im Zusammenhang mit dem Rückbau der Kernkraftwerksblöcke Biblis A und B. Kosten für Luftreinhaltung fallen vor allem durch den Betrieb von Rauchgas-Entschwefelungsanlagen an. Unsere Aufwendungen für den Gewässerschutz entstehen im Wesentlichen durch die Reinigung von Abwasser.

(10) Gesellschaftliche Verantwortung. Als Energieversorger mit vielen lokalen Standorten sind wir fest in den Regionen verwurzelt. Wir sind dort verlässlicher Arbeit- und Auftraggeber und setzen uns für gesellschaftliche Belange ein. Unsere gemeinnützigen Aktivitäten sind in der RWE Stiftung gebündelt. 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 1,1 Mio. € eingesetzt. Darüber hinaus unterstützen wir über die Initiative „RWE Companius“ den tatkräftigen Einsatz von RWE-Mitarbeitern

für soziale Belange (siehe Seite 119). Solches Engagement kommt auch RWE zugute, denn es steigert unsere Akzeptanz. Einmal im Jahr lassen wir von einem Meinungsforschungsinstitut erheben, wie die Öffentlichkeit in Deutschland RWE im Vergleich zu den großen Wettbewerbern wahrnimmt. Bei der jüngsten Umfrage im vergangenen Jahr wurde uns – wie schon 2011 – die höchste Reputation bescheinigt. Diese Position wollen wir sichern.

RWE qualifiziert sich erneut für renommierten Nachhaltigkeitsindex. Unsere Maßnahmen zur nachhaltigen Unternehmensführung werden honoriert. Ein Beleg dafür ist, dass RWE im September 2012 für weitere zwölf Monate in den Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World) aufgenommen wurde. DJSI bezeichnet eine Familie von Aktienindizes, die neben ökonomischen auch ökologische und soziale Kriterien berücksichtigen. RWE gehört zu den wenigen deutschen Gesellschaften, die in der DJSI-Gruppe seit ihrem Start im Jahr 1999 durchgehend vertreten sind.

104	Bericht des Aufsichtsrats
108	Corporate Governance
111	Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)
118	Mitarbeiter
120	Nachhaltigkeit

Wichtige Nachhaltigkeitsindikatoren		2012	2011	2010	2009	2008
Umwelt						
RWE-eigene Anlagen						
NO _x -Emissionen ¹	g/kWh	0,69	0,60	0,58	0,67	0,67
SO ₂ -Emissionen ¹	g/kWh	0,40	0,31	0,29	0,34	0,39
Staubemissionen ¹	g/kWh	0,025	0,021	0,019	0,024	0,028
Asche ¹	Tsd. t	8.710	7.843	7.740	7.429	6.406
Gips ¹	Tsd. t	2.200	2.148	2.053	1.956	1.533
Primärenergieverbrauch ²	Mrd. kWh	435,7	390,6	403,0	368,2	396,0
Wasserverbrauch ^{1,3}	m ³ /MWh	1,56	1,62	1,41	1,70	1,49
CO ₂ -Emissionen Scope 1 ⁴	Mio. t	160,6	143,4	144,9	135,9	147,4
Spezifische CO ₂ -Emissionen	t/MWh	0,792	0,778	0,715	0,792	0,749
Gesamte Anlagen						
CO ₂ -Emissionen Scope 1 ⁵	Mio. t	181,7	163,8	167,1	151,3	174,5
CO ₂ -Emissionen Scope 2 ⁶	Mio. t	1,9	2,4	3,1	3,5	3,8
CO ₂ -Emissionen Scope 3 ⁷	Mio. t	105,2	121,0	135,7	128,1	127,0
Spezifische CO ₂ -Emissionen	t/MWh	0,792	0,787	0,732	0,796	0,768
Investitionen des Unternehmensbereichs Erneuerbare Energien	Mio. €	1.093	891	709	733	1.102
Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung	%	5,5 ⁸	4,3	4,0	3,5	2,4
F&E-Aufwendungen	Mio. €	150	146	149	110	105
Gesellschaft						
Mitarbeiter ⁹		70.208	72.068	70.856	70.726	65.908
Fluktuationsquote	%	10,8	10,1	8,3	8,7	8,8
Trainingstage je Mitarbeiter (Deutschland)		4,5	4,6	4,7	4,8	4,6
Gesundheitsquote	%	95,5	95,8	95,6	95,4	95,4
Arbeits- und Dienstwegeunfälle	LTIF ¹⁰	2,8	2,8	3,5	4,3	5,3
Tödliche Arbeitsunfälle ¹¹		4	3	3	5	12
Unternehmensführung						
Anteil Frauen im Unternehmen	%	27,5	27,1	26,2	26,1	25,6
Anteil Frauen an den Führungskräften ¹²	%	12,3	11,3	10,8	9,0	8,9
Umsatzanteil des RWE-Konzerns in Ländern mit hohem oder sehr hohem Korruptionsrisiko ¹³	%	13,7	12,4	12,0	12,7	12,9

1 Angepasste Daten für 2009 (Einbeziehung von Niederlande/Belgien und Ungarn)

2 Angepasste Daten für 2009 (Einbeziehung von Niederlande/Belgien)

3 Wasserentnahme der Kraftwerke abzgl. Wasserrückführung in Flüsse und andere Oberflächengewässer; ohne Kraftwerke mit Meerwasserkühlung

4 Scope 1: Direkte CO₂-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 CO₂-Emissionen durch den Transport und die Verteilung von konzernextern bezogenem Strom7 Scope 3: Indirekte CO₂-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 (4,8 Mrd. kWh), Wasser (3,6 Mrd. kWh), Biomasse (4,0 Mrd. kWh)

9 Umgerechnet in Vollzeitstellen

10 Lost Time Incident Frequency (Zahl der Unfälle mit mindestens einem Ausfalltag je eine Million geleisteter Arbeitsstunden); Daten für 2012 inkl. Fremdfirmenmitarbeiter, Daten für 2008 bis 2011 ohne Fremdfirmenmitarbeiter

11 Inkl. Mitarbeiter von Fremdfirmen

12 Umfasst die obersten vier Managementebenen; Daten ab 2010 inkl. Essent

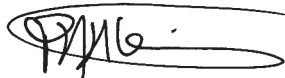
13 Länder, die im Korruptionswahrnehmungsindex der Organisation Transparency International (TI) auf einer Skala von null bis 100 mit kleiner als 60 eingestuft werden, wobei 100 für das geringste Korruptionsrisiko steht

3 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, 15. Februar 2013

Der Vorstand



Terium



Schmitz



Birnbaum



Fitting



Günther



Tigges

4,4 MRD. €

CASH FLOW AUS LAUFENDER GESCHÄFTSTÄTIGKEIT

4 KONZERNABSCHLUSS

53,2 MRD. €

UMSATZ

88,2 MRD. €

BILANZSUMME

63,4 MRD. €

LANGFRISTIGES VERMÖGEN

16,4 MRD. €

EIGENKAPITAL

366

VOLLKONSOLIDIERTE UNTERNEHMEN

4.1 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang)	2012	2011
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	(1)	53.227	51.686
Erdgas-/Stromsteuer	(1)	2.456	2.533
Umsatzerlöse	(1)	50.771	49.153
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	1.867	2.151
Materialaufwand	(3)	34.496	33.928
Personalaufwand	(4)	5.318	5.170
Abschreibungen	(5)	5.071	3.404
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	3.908	4.673
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit		3.845	4.129
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7)	261	400
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	216	128
Finanzerträge	(8)	770	695
Finanzaufwendungen	(8)	2.862	2.328
Ergebnis vor Steuern		2.230	3.024
Ertragsteuern	(9)	526	854
Ergebnis		1.704	2.170
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		302	305
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		96	59
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		1.306	1.806
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	(28)	2,13	3,35

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

4.2 AUFSTELLUNG DER ERFASSTEN ERTRÄGE UND AUFWENDUNGEN¹

in Mio. €	(s. Anhang)	2012	2011
Ergebnis		1.704	2.170
Unterschied aus der Währungsumrechnung		318	-344
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	(29)	106	-97
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(29)	-131	-1.585
Anteiliges Other Comprehensive Income at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		-46	-50
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-2.276	-641
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		-2.029	-2.717
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		-325	-547
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		(-697)	(-823)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		(96)	(59)
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		(276)	(217)

¹ Beträge nach Steuern

4.3 BILANZ

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.12	31.12.11
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	16.017	16.946
Sachanlagen	(11)	36.006	34.847
Investment Property	(12)	111	136
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(13)	3.625	4.113
Übrige Finanzanlagen	(14)	959	836
Finanzforderungen	(15)	1.461	1.928
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	1.519	2.041
Ertragsteueransprüche		60	71
Latente Steuern	(17)	3.604	2.621
		63.362	63.539
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	(18)	3.128	3.342
Finanzforderungen	(15)	1.737	2.171
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	(19)	8.033	7.468
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	6.501	8.934
Ertragsteueransprüche		165	198
Wertpapiere	(20)	2.604	4.995
Flüssige Mittel	(21)	2.672	2.009
		24.840	29.117
		88.202	92.656

Passiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.12	31.12.11
Eigenkapital	(22)		
Anteile der Aktionäre der RWE AG		12.122	13.979
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		2.702	1.759
Anteile anderer Gesellschafter		1.613	1.344
		16.437	17.082
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	(24)	28.067	23.829
Finanzverbindlichkeiten	(25)	15.417	15.428
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	2.714	3.438
Latente Steuern	(17)	1.323	1.696
		47.521	44.391
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	(24)	4.811	5.327
Finanzverbindlichkeiten	(25)	4.529	6.495
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	(26)	7.315	7.886
Ertragsteuerverbindlichkeiten		136	144
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	7.453	11.331
		24.244	31.183
		88.202	92.656

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

4.4 KAPITALFLUSSRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang, 32)	2012	2011
Ergebnis		1.704	2.170
Abschreibungen/Zuschreibungen		5.356	3.443
Veränderung der Rückstellungen		371	87
Veränderung der latenten Steuern		-341	224
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		-530	-364
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen		-1.114	386
Veränderung des Nettoumlaufvermögens		-1.051	-436
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		4.395	5.510
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen/Investment Property			
Investitionen		-5.081	-6.353
Einnahmen aus Anlagenabgängen		397	313
Akquisitionen, Beteiligungen			
Investitionen		-412	-625
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen		1.881	779
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		2.212	-1.880
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (vor Dotierung Contractual Trust Arrangement)		-1.003	-7.766
Dotierung Contractual Trust Arrangement		-282	
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (nach Dotierung Contractual Trust Arrangement)		-1.285	-7.766
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		56	2.141
Aufnahme von Hybridkapital ¹		892	
Dividenden/Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		-1.556	-2.301
Aufnahme von Finanzschulden ²		7.298	8.955
Tilgung von Finanzschulden		-9.153	-7.053
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		-2.463	1.742
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		647	-514
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		16	-12
Veränderung der flüssigen Mittel		663	-526³
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		2.009	2.535
Davon als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen			-59
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		2.009	2.476
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		2.672	2.009

1 Umfasst gemäß IFRS die Aufnahme von als Eigenkapital zu klassifizierendem Hybridkapital

2 Einschließlich gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

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

4.5 VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS

Veränderung des Eigenkapitals in Mio. €	Gezeich- netes Kapital der RWE AG	Kapital- rücklage der RWE AG	Gewinn- rücklage und Bilanz- gewinn	Eigene Aktien	Accumulated Other Comprehensive Income			Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybrid- kapital- geber der RWE AG	Anteile anderer Gesell- schafter	Summe
					Unter- schied aus der Währungs- umrech- nung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten					
						Zur Ver- äußerung verfügbar	In Siche- rungsbe- ziehung				
(s. Anhang, 22)											
Stand: 01.01.11	1.440	1.158	12.970	-2.272	445	99	734	14.574	1.759	1.084	17.417
Kapital- einzahlung	134	1.227						1.361		22	1.383
Veräußerung eigener Aktien			-1.512	2.248				736			736
Dividenden- zahlungen ¹			-1.867					-1.867	-81	-285	-2.233
Ergebnis			1.806					1.806	59	305	2.170
Other Com- prehensive Income			-640		-268	-136	-1.585	-2.629		-88	-2.717
Total Compre- hensive Income			1.166		-268	-136	-1.585	-823	59	217	-547
Übrige Verän- derungen			-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
Kapital- einzahlung									892	11	903
Ausgabe eigener Aktien			-16	24				8			8
Dividenden- zahlungen ¹			-1.229					-1.229	-81	-180	-1.490
Ergebnis			1.306					1.306	96	302	1.704
Other Com- prehensive Income			-2.213		271	70	-131	-2.003		-26	-2.029
Total Compre- hensive Income			-907		271	70	-131	-697	96	276	-325
Übrige Veränderungen			61					61	36	162	259
Stand: 31.12.12	1.574	2.385	8.664		448	33	-982	12.122	2.702	1.613	16.437

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

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

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 2012 ist am 15. Februar 2013 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. Der Anhang enthält 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 vom 1. Januar bis 31. Dezember 2012.

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 sowie 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 104 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 195 ff. dargestellt.

Im Berichtsjahr wurden eine Gesellschaft in Deutschland und elf außerhalb Deutschlands erstmals konsolidiert. Aus dem Konsolidierungskreis ausgeschieden sind 24 Gesellschaften, davon acht in Deutschland; 35 wurden verschmolzen, davon 27 in Deutschland. Ferner wurden zwei assoziierte Unternehmen im Ausland erstmals at-Equity-bilanziert. Von den im Vorjahr at-Equity-bilanzierten Beteiligungen wurden zehn veräußert, davon vier in Deutschland. Erst- und Entkonsolidierungen werden grundsätzlich zum Zeitpunkt des Übergangs der Beherrschung vorgenommen.

Konsolidierungskreis	Inland 31.12.12	Ausland 31.12.12	Gesamt 31.12.12	Gesamt 31.12.11
Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen	164	202	366	413
Anzahl der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	67	46	113	121

Unternehmenserwerbe

Am 30. September 2011 hat RWE 100% des stimmberechtigten Eigenkapitals der Energy Resources Holding B.V. (ERH), 's-Hertogenbosch (Niederlande), erworben. Die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses wurde zum 30. September 2012 ohne Anpassung gegenüber der vorläufigen Bilanzierung abschließend festgestellt.

Veräußerungen

Am 21. Dezember 2012 hat RWE ihren 57,5%-Anteil an der Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft veräußert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 95 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Der Verkaufspreis belief sich auf 222 Mio. €. Die Gesellschaft war dem Segment Vertrieb/Verteilnetze zugeordnet.

Am 29. Juni 2012 hat RWE einen 19,33%-Anteil am saarländischen Regionalversorgungsunternehmen VSE AG, Saarbrücken, veräußert. RWE verfügt aber weiterhin über die Mehrheit der Stimmrechte an dem Unternehmen. Durch den Verkauf erhöhten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Eigenkapital um 25 Mio. € und die Anteile anderer Gesellschafter um 61 Mio. €.

Am 31. Dezember 2012 hat RWE einen 28,9%-Anteil am Regionalversorgungsunternehmen Emscher Lippe Energie GmbH, an dem RWE weiterhin über die Mehrheit der Stimmrechte verfügt, veräußert. Dies führte zu einer Erhöhung der Anteile der

Aktionäre der RWE AG am Eigenkapital um 58 Mio. € und der Anteile anderer Gesellschafter um 17 Mio. €.

Am 30. Oktober 2012 hat RWE den Verkauf der at-Equity-bilanzierten Beteiligung an der RWE-Veolia Berlinwasser Beteiligungs GmbH, Berlin, sowie mit der Beteiligung verbundener langfristiger Finanzforderungen abgeschlossen. Der Verkaufspreis einschließlich seit Jahresbeginn aufgelaufener Zinsen belief sich auf 658 Mio. €. Die Veräußerungsgruppe war dem Segment Vertrieb/Verteilnetze zugeordnet.

Am 30. Oktober 2012 hat RWE die dem Segment Großbritannien zugeordnete at-Equity-bilanzierte Beteiligung an der Horizon Nuclear Power Limited, London, Großbritannien, verkauft. Der Verkaufspreis belief sich auf 348 Mio. £.

Im Rahmen von Unternehmenstransaktionen wurden Kaufpreise in Höhe von 51 Mio. € (Vorjahr: 468 Mio. €) und Verkaufspreise in Höhe von 378 Mio. € (Vorjahr: 1.216 Mio. €) erzielt; sie wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet.

Aus Änderungen des Konsolidierungskreises sind langfristige Vermögenswerte (inkl. latenter Steuern) von 12 Mio. €, kurzfristige Vermögenswerte (ohne flüssige Mittel) von 362 Mio. € und flüssige Mittel von 1 Mio. € abgegangen; die lang- und kurzfristigen Schulden haben sich um 159 Mio. € vermindert.

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

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

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.

Aktivierter 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. Anteilsänderungen, bei denen die Möglichkeit der Beherrschung des Tochterunternehmens fortbesteht, werden ergebnisneutral erfasst. Kommt es dagegen zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus, 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 die oben beschriebenen Konsolidierungsgrundsätze analog. 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 der Eurozone 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 in €	Durchschnitt		Stichtag	
	2012	2011	31.12.12	31.12.11
1 US-Dollar	0,77	0,71	0,76	0,77
1 Pfund Sterling	1,23	1,15	1,23	1,20
100 tschechische Kronen	3,98	4,07	3,98	3,88
100 ungarische Forint	0,35	0,36	0,34	0,32
1 polnischer Zloty	0,24	0,24	0,25	0,22

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Rechnungslegungsmethoden

Immaterielle Vermögenswerte werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Sämtliche immaterielle 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 oder 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 Wassergeschäft 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 gebrauchsfähigen 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 Maßnahmen 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 – mit Ausnahme von Grund und Boden sowie grundstücksgleichen Rechten – werden 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 – 45
Windkraftanlagen	bis zu 20
Stromnetze	20 – 45
Wasserleitungsnetze	20 – 80
Gas- und Wasserspeicher	15 – 60
Gasverteilungsanlagen	15 – 70
Anlagen im Bergbau	3 – 25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	33 – 35
Bohrungen Upstream Gas & Öl	bis zu 28

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 oder 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 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 zum Erfüllungstag statt; nicht realisierte 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. Solche Anzeichen könnten sein, dass es für einen finanziellen Vermögenswert keinen aktiven Markt mehr gibt oder dass sich ein Schuldner in finanziellen Schwierigkeiten befindet und möglicherweise bereits mit den Zins- und Tilgungszahlungen in Verzug ist.

Die Forderungen umfassen die **Finanzforderungen**, die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** sowie **sonstige Forderungen**. Von derivativen Finanzinstrumenten abgesehen,

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

werden **Forderungen und sonstige Vermögenswerte** 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 niedrigverzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes.

CO₂-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 Steuererminderungsansprüche, die sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvträge 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 ein Steuersatz von 31,4 % (Vorjahr: 31,2 %) herangezogen. Er ergibt sich aus dem geltenden Körperschaftsteuersatz von 15 %, dem Solidaritätszuschlag in Höhe 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. Fremdkapalkosten 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 Prinzip „First in – first out“ (Fifo-Verfahren) 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 beizulegenden Zeitwert abzüglich der Vertriebsaufwendungen bilanziert. Wertänderungen werden erfolgswirksam erfasst.

Zu den als kurzfristig ausgewiesenen **Wertpapieren** zählen im Wesentlichen die Wertpapiere in 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. Nicht

realisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern erfolgsneutral im Other Comprehensive Income erfasst. Liegen wesentliche objektive Hinweise auf eine Wertminderung vor, wird erfolgswirksam abgeschrieben. Erfolgswirksam sind auch die Ergebnisse aus der Veräußerung von Wertpapieren.

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 unterliegen keiner planmäßigen Abschreibung. 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 sich daraus ergeben, dass vergangene

Ereignisse wahrscheinlich zu einem Ressourcenabfluss führen werden, dessen Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Wenn eine 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 diese Ausgaben werden Stilllegungs-, Rekultivierungs- und ähnliche Rückstellungen gebildet. Falls Änderungen beim Zinssatz oder bei den Schätzungen zum zeitlichen Anfall oder zur Höhe der Auszahlungen eine Anpassung der Rückstellungen erforderlich machen, wird der Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes in entsprechendem Umfang erhöht oder vermindert. Fällt die Verminderung höher aus als der Buchwert, ist der überschüssige 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 berechnete 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 Ren-

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

ten 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 außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung als Bestandteil des Other Comprehensive Income 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 Erlaub-

nisbescheiden 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 Schadenersatzleistungen.

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 der Erdöl- und Erdgasgewinnung. Bei ausländischen Tochtergesellschaften verfahren wir analog.

Für die Verpflichtung zur Rückgabe von CO₂-Emissionsrechten an die zuständigen Behörden wird eine Rückstellung gebildet, die mit dem Buchwert der dafür aktivierten CO₂-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**. Sie 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 werden entweder mit dem beizulegenden Zeitwert des Leasing-Gegenstands oder dem Barwert der Mindestleasingraten passiviert – je nachdem, welcher Wert niedriger ist.

Zu den übrigen Verbindlichkeiten zählen von Versorgungsbetrieben passivierte Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die grundsätzlich über die Laufzeit der korrespondierenden Vermögenswerte ergebniswirksam aufgelöst werden.

Des Weiteren sind in den übrigen Verbindlichkeiten auch bestimmte Minderheitenanteile enthalten. 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. Dabei gilt: Bei Änderungen der beizulegenden Zeitwerte des Sicherungsgeschäfts und des gesicherten Teils des dazugehörigen Grundgeschäfts werden diese unter derselben Position in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Auch die Absicherung von bilanzunwirksamen festen Verpflichtungen wird als Fair Value Hedge bilanziert. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der festen Verpflichtung im Hinblick auf das abgesicherte Risiko führen 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 nicht realisierten 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 Transaktionen 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. Nicht realisierte 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.

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.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

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 langfristigen Rückstellungen stellt neben der Höhe und dem Zeitpunkt zukünftiger Zahlungsströme auch die Bestimmung des Abzinsungsfaktors eine wichtige Schätzgröße dar. Hinsichtlich der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen ist neben dem Abzinsungsfaktor u.a. die erwartete Rendite des Planvermögens eine wesentliche Schätzgröße. Der Abzinsungsfaktor für Pensionsverpflichtungen wird auf Grundlage der auf den Finanzmärkten 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 2.073 Mio. € (Vorjahr: 1.378 Mio. €) reduzieren bzw. um 2.707 Mio. € (Vorjahr: 1.754 Mio. €) erhöhen. Bei den Konzerngesellschaften in Großbritannien hätte eine solche Veränderung des Abzinsungsfaktors eine Verminderung der Pensionsverpflichtung um 800 Mio. € (Vorjahr: 679 Mio. €) bzw. eine Erhöhung um 1.031 Mio. € (Vorjahr: 867 Mio. €) zur Folge.

Die Abhängigkeit der Pensionsrückstellungen vom Marktzinsniveau wird allerdings durch einen gegenläufigen Effekt begrenzt. Hintergrund ist, dass die Verpflichtungen aus betrieblichen Altersversorgungsplänen überwiegend fondsgedeckt sind und das Planvermögen zum großen Teil negativ mit den Marktrenditen festverzinslicher Wertpapiere korreliert. Deshalb schlagen sich rückläufige Marktzinsen typischerweise in einem Anstieg des Planvermögens nieder und umgekehrt.

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

Kraftwerke werden zu einer Zahlungsmittel generierenden Einheit zusammengefasst, wenn ihre Erzeugungskapazität und ihr Brennstoffbedarf als Teil eines Portfolios zentral gesteuert werden, ohne dass eine Zurechnung einzelner Verträge und Zahlungsströme auf einzelne Kraftwerke möglich ist.

Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn die Realisierbarkeit künftiger Steuervorteile wahrscheinlich ist. Die tatsächliche Entwicklung im Hinblick auf die steuerliche Ergebnissituation und damit die 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 davon auszugehen, dass sich wesentliche Änderungen gegenüber den zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen ergeben.

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 gegebenenfalls 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. Diese werden ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden und das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen abgezogen wird; darüber hinaus wird mit einer

Korrektur beim Hybridkapital erreicht, dass Letzteres hälftig in die Nettoschulden einfließt. Der Verschuldungsfaktor gibt das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA an. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lag er bei 3,5 (Vorjahr: 3,5). Der Verschuldungsfaktor soll den Wert von 3,0 nicht dauerhaft überschreiten. Mit dieser Zielvorgabe unterstützen wir unser solides Kreditrating. Letzteres zu sichern und damit unsere finanzielle Flexibilität zu wahren, hat für uns einen hohen Stellenwert.

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 seit 2010 begebenen Hybridanleihen über insgesamt 1,75 Mrd. €, 1,0 Mrd. US\$, 0,75 Mrd. £ und 0,4 Mrd. CHF unterstützen unser Rating. Die beiden führenden Ratingagenturen Moody's und Standard & Poor's stufen Hybridkapital zur Hälfte als Eigenkapital ein. Die ratingrelevanten Verschuldungskennziffern des Konzerns fallen daher günstiger aus, als sie gewesen wären, wenn wir ausschließlich klassische Anleihen begeben hätten.

Die von RWE ausgegebenen nicht nachrangigen Anleihen werden derzeit von Moody's mit „A3“ und von Standard & Poor's mit „BBB+“ bewertet, bei „negativem“ bzw. „stabilem“ Ausblick. Damit bewegt sich unser Rating unverändert im Bereich „Investment Grade“. Die Bonitätsnoten für kurzfristige RWE-Anleihen lauten „P-2“ bzw. „A-2“.

Änderung der Rechnungslegungsmethoden

Der International Accounting Standards Board (IASB) hat Anpassungen bei bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2012 verpflichtend anzuwenden sind. Dabei handelt es sich um:

- Änderungen des IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“ (2010): Übertragung finanzieller Vermögenswerte

- Änderungen des IFRS 1 „Erstmalige Anwendung“ (2010): Ausgeprägte Hochinflation und Beseitigung der festen Zeitpunkte für Erstanwender
- Änderungen des IAS 12 „Ertragsteuern“ (2010): Latente Steuern: Realisierung zugrunde liegender Vermögenswerte

Diese Anpassungen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union (EU) im Geschäftsjahr 2012 noch nicht verpflichtend anzuwenden waren. Die wichtigsten Neuerungen sind im Folgenden dargestellt. Teilweise sind sie noch nicht von der EU anerkannt.

IFRS 9 „Financial Instruments“ (2011) 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. Durch den neuen Standard verringert sich die Zahl der Bewertungskategorien für finanzielle Vermögenswerte. IFRS 9 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Januar 2015 oder danach beginnen.

IFRS 10 „Konzernabschlüsse“ (2011) 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 1. Januar 2014 oder danach beginnen.

IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“ (2011) 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 quotall konsolidiert werden dürfen. RWE hat diese Möglichkeit bislang ohnehin nicht genutzt. IFRS 11 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Januar 2014 oder danach beginnen.

IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“ (2011) umfasst die aus der Anwendung der Standards IFRS 10, IFRS 11 und IAS 28 resultierenden Pflichtangaben. Diese sollen den Abschlussadressaten eine Beurteilung der Risiken und der finanziellen Implikationen ermöglichen, 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 1. Januar 2014 oder danach beginnen.

IFRS 13 „Bemessung des beizulegenden Zeitwerts“ (2011) definiert allgemeine Maßstäbe für die Bewertung mit dem beizulegenden Zeitwert (Fair Value). Außerdem erweitert der Standard die Pflichtangaben zu Fair-Value-Bewertungen im Anhang. IFRS 13 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Januar 2013 oder danach beginnen. Für RWE hat die erstmalige Anwendung zur Folge, dass im Anhang zusätzliche Angaben über die beizulegenden Zeitwerte gemacht werden müssen.

IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“ (2011) wurde im Rahmen der Neufassung um Regelungen zur Bilanzierung von Anteilen an Gemeinschaftsunternehmen ergänzt. Der neue Standard ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Januar 2014 oder danach beginnen.

„Darstellung von Posten des sonstigen Ergebnisses“ (Änderung des 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“). Die neuen Regelungen sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Juli 2012 oder danach beginnen. Demgemäß wird der RWE-Konzernabschluss ab dem Geschäftsjahr 2013 eine entsprechende Unterteilung enthalten.

Änderungen an IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“

(2011) führen zum Wegfall von Wahlrechten zur Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste. 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 1. Januar 2013 oder danach beginnen. Die Abschaffung der Wahlrechte wird keine Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben, da wir versicherungsmathematische Gewinne und Verluste schon jetzt direkt im Eigenkapital erfassen. Aus der Neuregelung der Art der Berücksichtigung erwarteter Planrenditen erwarten wir eine Reduzierung für das Geschäftsjahr 2013 um 99 Mio. €. Zudem wird der Abschluss zusätzliche Anhangangaben enthalten.

Änderungen an IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“

(2011) sowie **Änderungen an IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“ (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. Für den RWE-Konzernabschluss resultieren aus den Änderungen am IFRS 7 ab dem Geschäftsjahr 2013 zusätzliche Anhangangaben zur bilanziellen Aufrechnung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten.

Derzeit prüfen wir, welche Auswirkungen jene Standardänderungen auf den RWE-Konzernabschluss haben, die erstmals für Geschäftsjahre ab dem 1. Januar 2014 verpflichtend anzuwenden sind.

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

- Amendments to IFRS 1 – Government Loans (2012)
- Improvements to IFRSs 2009–2011 (2012)
- Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12 – Transition Guidance (2012)
- Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 27 – Investment Entities (2012)
- IFRIC-Interpretation 20 „Abraumkosten in der Produktionsphase eines Tagebaubergwerks“ (2012)
- IAS 27 „Einzelabschlüsse“ (2011)

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse werden grundsätzlich dann erfasst, wenn die Güter geliefert oder Dienstleistungen erbracht wurden und die mit den Gütern oder Diensten verbundenen Risiken 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 2012 auf 125.137 Mio. € (Vorjahr: 118.579 Mio. €).

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 187 ff. nach Unternehmensbereichen und Regionen aufgliedert. Durch Erst- und Entkonsolidierungen haben sie sich im Saldo um 3.610 Mio. € vermindert.

Die Position „Erdgas-/Stromsteuer“ umfasst die von Gesellschaften des Konzerns unmittelbar gezahlte Steuer.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

(2) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge in Mio. €	2012	2011
Erträge aus aktivierten Eigenleistungen	212	315
Erträge aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse	46	
Auflösung von Rückstellungen	373	348
Kostenumlagen/-erstattungen	6	74
Abgänge von und Zuschreibungen zu kurzfristigen Vermögenswerten – ohne Wertpapiere	67	41
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierungen	452	536
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	44	124
Schadenersatz/Versicherungsleistungen	22	93
Vermietung und Verpachtung	29	31
Währungskursgewinne		60
Übrige	616	529
	1.867	2.151

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.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die sonstigen betrieblichen Erträge um 27 Mio. €.

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2012	2011
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	24.709	29.447
Aufwendungen für bezogene Leistungen	9.787	4.481
	34.496	33.928

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 CO₂-Ausstoß.

Der Materialaufwand aus Explorationstätigkeiten belief sich im Berichtsjahr auf 66 Mio. € (Vorjahr: 65 Mio. €).

Insgesamt wurden Energiehandelsumsätze in Höhe von 71.910 Mio. € (Vorjahr: 66.893 Mio. €) mit dem Materialaufwand verrechnet. Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten den Materialaufwand um 3.311 Mio. €.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2012	2011
Löhne und Gehälter	4.315	4.204
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	1.003	966
	5.318	5.170

Der RWE-Konzern beschäftigte im Jahresdurchschnitt 71.419 Mitarbeiter (Vorjahr: 72.163). 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 54.945 (Vorjahr: 55.851) Tarif- und sonstige Mitarbeiter und 16.474 (Vorjahr: 16.312) außertarifliche Mitarbeiter. Darüber hinaus wurden im Jahresdurchschnitt 2.619 (Vorjahr: 2.756) Auszubildende beschäftigt. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten den Personalaufwand um 84 Mio. €.

(5) Abschreibungen

Die Abschreibungen beliefen sich für Sachanlagen auf 3.915 Mio. € (Vorjahr: 2.572 Mio. €) und für Investment Property auf 7 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €). Immaterielle Vermögenswerte wurden in Höhe von 1.149 Mio. € (Vorjahr: 823 Mio. €) abgeschrieben; davon entfielen 153 Mio. € (Vorjahr: 301 Mio. €) auf Kundenstämme akquirierter Unternehmen. Aus der Explorationstätigkeit ergaben sich Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 14 Mio. € (Vorjahr: 21 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen. Diese beliefen sich für Sachanlagen auf 1.423 Mio. € (Vorjahr: 372 Mio. €), für Investment Property

auf 1 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €) und für immaterielle Vermögenswerte (ohne Geschäfts- oder Firmenwerte) auf 673 Mio. € (Vorjahr: 259 Mio. €). Von den außerplanmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen entfielen 1.264 Mio. € auf den Kraftwerkspark des Segments Niederlande/Belgien und 59 Mio. € auf Biomasseanlagen des Segments Erneuerbare Energien, im Wesentlichen infolge geänderter Preiserwartungen. Diese führten weiterhin zu außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte des Segments Niederlande/Belgien in Form von Operating Rights (474 Mio. €) und einem langfristigen Strombezugsvertrag (139 Mio. €). Bei der Bestimmung der Nutzungswerte wurden laufzeitadäquate Abzinsungssätze in einer Bandbreite zwischen 5,4 und 7,5% zugrunde gelegt.

(6) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen in Mio. €	2012	2011
Aufwendungen aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse		24
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	829	954
Rückstellungszuführungen	203	210
Konzessionen, Lizenzen und andere vertragliche Verpflichtungen	515	536
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	375	423
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	265	296
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	280	357
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	93	124
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	262	247
Allgemeine Verwaltungskosten	219	219
Werbemaßnahmen	229	249
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	4	138
Pachten für Werksanlagen und Netze sowie Mieten	182	135
Kosten des Post- und Zahlungsverkehrs	88	83
Gebühren und Beiträge	109	99
Währungskursverluste	25	
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	79	80
Übrige	151	499
	3.908	4.673

Explorationstätigkeiten führten zu sonstigen betrieblichen Aufwendungen in Höhe von 46 Mio. € (Vorjahr: 57 Mio. €). Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die sonstigen betrieblichen Aufwendungen um 26 Mio. €.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

(7) Beteiligungsergebnis

Das Beteiligungsergebnis enthält sämtliche Erträge und Aufwendungen, die im Zusammenhang mit den betrieblich ver-

lassten Beteiligungen entstanden sind. Es umfasst das Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen und das übrige Beteiligungsergebnis.

Beteiligungsergebnis in Mio. €	2012	2011
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	261	400
Davon: Abschreibungen/Zuschreibungen auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(-272)	(-41)
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	5	-1
Davon: Abschreibungen auf Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen	(-2)	(-10)
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	23	105
Davon: Abschreibungen auf Anteile an übrigen Beteiligungen	(-17)	(-3)
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen	154	8
Aufwendungen aus dem Abgang von Beteiligungen	5	1
Erträge aus Ausleihungen an Beteiligungen	69	34
Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen	30	17
Übriges Beteiligungsergebnis	216	128
	477	528

Die Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen entfallen ausschließlich auf Abschreibungen.

Von den Abschreibungen auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfielen 65 Mio. € auf die im Berichtsjahr veräußerte Beteiligung an der RWE-Veolia Berlinwasser Beteiligungs GmbH und 41 Mio. € auf eine ausländische Beteiligung im Segment Vertrieb/Verteilnetze. Des Weiteren wurden 107 Mio. € (Vorjahr:

26 Mio. €) bei einer ausländischen at-Equity-bilanzierten Beteiligung im Segment Erneuerbare Energien wegen Verzögerungen bei der Projektentwicklung und 46 Mio. € (Vorjahr: 15 Mio. €) auf niederländische at-Equity-bilanzierte Kraftwerksbeteiligungen abgeschrieben. Von den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen betreffen 97 Mio. € den Verkauf der britischen at-Equity-bilanzierten Beteiligung Horizon Nuclear Power Limited.

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2012	2011
Zinsen und ähnliche Erträge	413	430
Andere Finanzerträge	357	265
Finanzerträge	770	695
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	1.249	1.063
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen (inkl. aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen)	196	113
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingten Rückstellungen	612	609
sonstigen Rückstellungen	400	147
Andere Finanzaufwendungen	405	396
Finanzaufwendungen	2.862	2.328
	-2.092	-1.633

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. 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 86 Mio. € (Vorjahr: 50 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 5,10 und 5,25 % (Vorjahr: 5,20 und 5,30 %).

Zinsergebnis in Mio. €	2012	2011
Zinsen und ähnliche Erträge	413	430
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	1.249	1.063
	-836	-633

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

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2012	2011
Kredite und Forderungen	335	341
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	78	89
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-1.249	-1.063
	-836	-633

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 81 Mio. € (Vorjahr: 82 Mio. €). Bei den anderen Finanzaufwendungen entfallen 14 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) auf Wertpapierabschreibungen infolge gesunkener beizulegender Zeitwerte und 10 Mio. € (Vorjahr: 78 Mio. €) auf realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2012	2011
Tatsächliche Ertragsteuern	867	630
Latente Steuern	-341	224
	526	854

Von den latenten Steuern entfallen -59 Mio. € (Vorjahr: 392 Mio. €) auf temporäre Differenzen.

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per Saldo Erträge von 39 Mio. € (Vorjahr Aufwendungen: 63 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen minderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 9 Mio. € (Vorjahr: 50 Mio. €). Die Aufwendungen aus latenten Steuern verringerten sich aufgrund neu einzuschätzender und bisher nicht erfasster steuerlicher Verlustvorträge um 0 Mio. € (Vorjahr: 18 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die Ertragsteuern um 55 Mio. €.

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2012	2011
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	-21	-2
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	93	676
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	956	252
Ertrag	1.028	926

Im Zusammenhang mit als Eigenkapital ausgewiesenem Hybridkapital sowie mit den im Vorjahr durchgeführten Eigenkapitalmaßnahmen wurden Steuern in Höhe von 38 Mio. € (Vorjahr: 28 Mio. €) direkt mit dem Eigenkapital verrechnet.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Steuerüberleitungsrechnung in Mio. €	2012	2011
Ergebnis vor Steuern	2.230	3.024
Theoretischer Steueraufwand	700	944
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	215	112
Steuereffekte auf		
steuerfreie inländische Dividenden	-85	-83
steuerfreie ausländische Dividenden	-40	-29
sonstige steuerfreie Erträge	-198	-15
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	95	117
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	55	-19
nicht nutzbare Verlustvorträge, Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen, Abschreibungen auf Verlustvorträge, Latenzierung von Verlustvorträgen	79	-64
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	-73	-3
Steuersatzänderungen im Inland	-4	
Steuersatzänderungen im Ausland	-32	41
Sonstiges	-186	-147
Effektiver Steueraufwand	526	854
Effektiver Steuersatz in %	23,6	28,2

Erläuterungen zur Bilanz

(10) Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte	Entwicklungs- ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kunden- beziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmen- werte	Geleistete Anzahlungen	Summe
in Mio. €						
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.12	513	4.082	2.939	13.599	25	21.158
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-19	-21	-3	-169	-22	-234
Zugänge	96	124			1	221
Umbuchungen	154	-103			-3	48
Währungsanpassungen	7	26	57	121		211
Abgänge	19	176	3			198
Stand: 31.12.12	732	3.932	2.990	13.551	1	21.206
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.12	287	1.439	2.480	6		4.212
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-19	-42	-1			-62
Abschreibungen des Berichtsjahres	100	896	153			1.149
Umbuchungen						
Währungsanpassungen	4	9	55			68
Abgänge	4	171	3			178
Stand: 31.12.12	368	2.131	2.684	6		5.189
Buchwerte						
Stand: 31.12.12	364	1.801	306	13.545	1	16.017

Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.11	607	3.829	2.866	13.578	2	20.882
Zu-/Abgänge durch Änderungen 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 Änderungen 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

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 150 Mio. € (Vorjahr: 146 Mio. €) aufgewendet. Entwicklungsausgaben wurden in Höhe von 250 Mio. € (Vorjahr: 89 Mio. €) aktiviert.

Immaterielle Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit hatten zum Bilanzstichtag einen Buchwert von 268 Mio. € (Vorjahr: 288 Mio. €).

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.12	31.12.11
Deutschland	3.890	4.100
Stromerzeugung	(404)	(404)
Vertrieb/Verteilnetze	(3.486)	(3.696)
Niederlande/Belgien	2.682	2.654
Großbritannien	3.130	3.058
Zentralost-/Südosteuropa	2.042	2.000
Erneuerbare Energien	770	761
Upstream Gas & Öl	25	25
Trading/Gas Midstream	1.006	995
	13.545	13.593

Veränderungen der kurzfristigen Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten (Put-Optionen) führten im Segment Vertrieb/Verteilnetze zu einer ergebnisneutralen Verringerung der Geschäfts- oder Firmenwerte und sind in Höhe von -159 Mio. € (Vorjahr: -121 Mio. €) in den Abgängen enthalten.

Regelmäßig im dritten Quartal führen wir einen Werthaltigkeitstest (Impairment Test) durch, um einen möglichen Abschreibungsbedarf bei Geschäfts- oder Firmenwerten zu ermitteln. 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 durch 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. Die Wertermittlung erfolgt mithilfe eines Unternehmensbewer-

tungsmodells unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen. Diese basieren auf der vom Vorstand genehmigten und zum Zeitpunkt des Impairment Tests gültigen Mittelfristplanung. Sie beziehen sich auf einen Detailplanungszeitraum von bis zu fünf Jahren. Sofern wirtschaftliche oder regulatorische Rahmenbedingungen es 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 stützt sich auf länderspezifische Annahmen über die Entwicklung wichtiger makroökonomischer Größen, z.B. des Bruttoinlandsprodukts, der Verbraucherpreise, des Zinsniveaus und der Nominallohne. Diese Einschätzungen werden u.a. aus volks- und finanzwirtschaftlichen Studien abgeleitet.

Unsere zentralen Planungsannahmen für die auf den europäischen Strom- und Gasmärkten tätigen Unternehmensbereiche betreffen die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO₂-Emissionsrechten, der Endverbraucherpreise von 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 7,7 bis 18,8% (Vorjahr: 7,8 bis 17,4%) vor Steuern und 5,75 bis 8,75% (Vorjahr: 5,5 bis 8,75%) nach Steuern.

Zur Extrapolation der Cash Flows über den Detailplanungszeitraum hinaus legen wir konstante Wachstumsraten zwischen 0,0 und 1,0% (Vorjahr: 0,0 und 1,0%) zugrunde. 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 die erzielbaren Beträge über den Buchwerten der Zahlungsmittel generierenden Einheiten. Die jeweiligen Überdeckungen reagieren besonders sensitiv auf Veränderungen des Diskontierungszinssatzes, der Wachstumsrate und des betrieblichen Ergebnisses nach Steuern in der ewigen Rente.

Die Segmente Erneuerbare Energien und Niederlande/Belgien wiesen von allen Segmenten die geringste Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf.

Der erzielbare Betrag des Segments Erneuerbare Energien lag um 0,8 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 0,49 Prozentpunkte erhöhter Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 6,49%, eine um mehr als 0,80 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter 0,20% oder ein um mehr als 69 Mio. € reduziertes betriebliches Ergebnis nach Steuern in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

Der erzielbare Betrag des Segments Niederlande/Belgien lag um 0,3 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 0,23 Prozentpunkte erhöhter Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 6,48%, eine um mehr als 0,51 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter 0,49% oder ein um mehr als 21 Mio. € reduziertes betriebliches Ergebnis nach Steuern in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

(11) Sachanlagen

Sachanlagen	Grundstücke, grundstücks- gleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Geleistete Anzahl- ungen	Anlagen im Bau	Summe
in Mio. €						
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.12	7.127	63.434	2.079	2.048	9.301	83.989
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-64	-253	-57		36	-338
Zugänge	166	1.594	142	522	2.616	5.040
Umbuchungen	171	5.572	23	-41	-5.792	-67
Währungsanpassungen	74	462	16	2	48	602
Abgänge	113	1.037	233		126	1.509
Stand: 31.12.12	7.361	69.772	1.970	2.531	6.083	87.717
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.12	3.579	44.042	1.444		77	49.142
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-42	-271	-29		3	-339
Abschreibungen des Berichtsjahres	180	2.835	181		719	3.915
Umbuchungen	-3	12			-13	-4
Währungsanpassungen	32	231	9			272
Abgänge	43	1.022	169		24	1.258
Zuschreibungen	4	8			5	17
Stand: 31.12.12	3.699	45.819	1.436		757	51.711
Buchwerte						
Stand: 31.12.12	3.662	23.953	534	2.531	5.326	36.006

Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.11	7.233	66.596	2.188	2.652	5.823	84.492
Zu-/Abgänge durch Änderungen 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 Änderungen 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

Auf Sachanlagen aus der Explorationstätigkeit entfiel ein Buchwert in Höhe von 309 Mio. € (Vorjahr: 307 Mio. €).

Sachanlagen in Höhe von 121 Mio. € (Vorjahr: 175 Mio. €) unterlagen Verfügungsbeschränkungen durch Grundpfandrechte oder Sicherungsübereignungen. Vom Gesamtbuchwert der

Sachanlagen entfielen 222 Mio. € (Vorjahr: 187 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: 01.01.12	341
Umbuchungen	5
Abgänge	40
Stand: 31.12.12	306
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.12	205
Abschreibungen des Berichtsjahres	7
Umbuchungen	4
Abgänge	21
Zuschreibungen	
Stand: 31.12.12	195
Buchwerte	
Stand: 31.12.12	111

Zum 31. Dezember 2012 betrug der beizulegende Zeitwert des Investment Property 204 Mio. € (Vorjahr: 226 Mio. €). Davon sind 60 Mio. € (Vorjahr: 70 Mio. €) auf eine Bewertung durch konzernexterne, unabhängige Gutachter zurückzuführen. Vom Buchwert des Investment Property entfielen 7 Mio. € (Vorjahr:

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

8 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Im Berichtszeitraum wurden Mieterträge in Höhe von 19 Mio. € (Vorjahr: 22 Mio. €) erzielt. Die direkten betrieblichen Aufwendungen betrugen 10 Mio. € (Vorjahr: 12 Mio. €).

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

(13) At-Equity-bilanzierte Beteiligungen

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

At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	31.12.12		31.12.11	
	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen
in Mio. €				
Eigenkapital				
Vermögenswerte	26.499	7.993	31.786	8.493
Schulden	18.896	6.395	21.563	6.421
	7.603	1.598	10.223	2.072
Anpassung auf RWE-Anteil und Equity-Bewertung	-3.978	-863	-6.110	-1.187
	3.625	735	4.113	885

Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	2012		2011	
	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen	Gesamt	Davon Gemeinschaftsunternehmen
in Mio. €				
Umsatzerlöse	22.994	3.329	23.707	677
Ergebnis	1.114	338	743	-53
Anpassung auf RWE-Anteil und Equity-Bewertung	-853	-307	-343	32
	261	31	400	-21

Der beizulegende Zeitwert der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen, für die öffentlich notierte Marktpreise existieren, lag zum 31. Dezember 2012 bei 3 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €).

Bei den Gemeinschaftsunternehmen waren Vermögenswerte von 7.211 Mio. € (Vorjahr: 7.594 Mio. €) und Schulden von 5.511 Mio. € (Vorjahr: 5.810 Mio. €) langfristig.

(14) Übrige Finanzanlagen

Übrige Finanzanlagen	31.12.12	31.12.11
in Mio. €		
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	121	158
Übrige Beteiligungen	395	320
Langfristige Wertpapiere	443	358
	959	836

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 298 Mio. € bzw. 20 Mio. € (Vorjahr: 250 Mio. € bzw. 20 Mio. €) in Treuhanddepots hinterlegt. Die Absicherung erfolgt sowohl zugunsten von Mitarbeitern der RWE AG als auch für Mitarbeiter von Konzerngesellschaften.

(15) Finanzforderungen

Finanzforderungen in Mio. €	31.12.12		31.12.11	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	1.210	96	1.673	104
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		841		1.201
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		97		115
Übrige sonstige Finanzforderungen	251	703	255	751
	1.461	1.737	1.928	2.171

Gegenüber assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen bestanden zum Bilanzstichtag Finanzforderungen in Höhe von 1.860 Mio. € (Vorjahr: 2.338 Mio. €).

Gesellschaften des RWE-Konzerns erbrachten bei börslichen und außerbörslichen Handelsgeschäften die oben ausgewiese-

nen Sicherheitsleistungen. Diese sollen garantieren, dass die Verpflichtungen aus den Handelsgeschäften auch bei einem für RWE ungünstigen Kursverlauf erfüllt werden. Der regelmäßige Austausch der Sicherheitsleistungen findet in Abhängigkeit von vertraglich vereinbarten Schwellenwerten statt, ab dem die Marktwerte der Handelsgeschäfte zu besichern sind.

(16) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte in Mio. €	31.12.12		31.12.11	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	1.215	3.353	1.556	5.799
Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	36		60	
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		830		957
CO ₂ -Emissionsrechte		547		749
Übrige sonstige Vermögenswerte	268	1.771	425	1.429
	1.519	6.501	2.041	8.934
Davon: finanzielle Vermögenswerte	(1.298)	(3.852)	(1.832)	(6.293)
Davon: nicht finanzielle Vermögenswerte	(221)	(2.649)	(209)	(2.641)

Die unter den übrigen sonstigen Vermögenswerten ausgewiesenen Finanzinstrumente sind 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 8 Mio. €.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

(17) Latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern ergeben sich überwiegend dadurch, dass sich Wertansätze im IFRS-Abschluss von denen in der Steuerbilanz unterscheiden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 2.339 Mio. € bzw. 1.930 Mio. € (Vorjahr: 3.317 Mio. € bzw. 2.366 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Positionen:

Latente Steuern in Mio. €	31.12.12		31.12.11	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	814	2.718	556	3.045
Kurzfristige Vermögenswerte	414	1.613	248	2.034
Steuerliche Sonderposten		187		207
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	1.696	7	688	18
Sonstige langfristige Rückstellungen	1.784	113	1.798	116
Kurzfristige Schulden	1.925	317	3.069	332
	6.633	4.955	6.359	5.752
Verlustvorträge				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	591		312	
Gewerbesteuer	12		6	
Bruttobetrag	7.236	4.955	6.677	5.752
Saldierung	-3.632	-3.632	-4.056	-4.056
Nettobetrag	3.604	1.323	2.621	1.696

Die aktivierten Steuererminderungsansprüche aus Verlustvorträgen ergeben sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren.

1.081 Mio. € bzw. 226 Mio. €). Davon entfallen körperschaftsteuerliche Verlustvorträge in Höhe von 878 Mio. € auf die folgenden neun Jahre.

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 1.274 Mio. € bzw. 353 Mio. € (Vorjahr:

Die übrigen Verlustvorträge können im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt genutzt werden.

Im Berichtsjahr wurden latente Steueraufwendungen aus der Währungsumrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von 29 Mio. € (Vorjahr: 11 Mio. €) mit dem Eigenkapital verrechnet.

(18) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.12	31.12.11
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	1.588	1.840
Unfertige Erzeugnisse/Leistungen	164	131
Fertige Erzeugnisse und Waren	1.259	1.356
Geleistete Anzahlungen	117	15
	3.128	3.342

Die Vorräte unterlagen keinen Verfügungsbeschränkungen; andere Belastungen lagen ebenfalls nicht vor.

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 201 Mio. € (Vorjahr: 481 Mio. €).

Auf die Explorationstätigkeit entfielen Vorräte von 20 Mio. € (Vorjahr: 20 Mio. €).

(19) Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

Gegenüber assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen bestanden zum Bilanzstichtag Forderungen in Höhe von 466 Mio. € (Vorjahr: 350 Mio. €).

Durch Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen um 63 Mio. €.

(20) Wertpapiere

Die kurzfristigen Wertpapiere hatten einen Gesamtwert von 2.604 Mio. € (Vorjahr: 4.995 Mio. €). Davon entfielen 2.075 Mio. € (Vorjahr: 4.416 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 529 Mio. € (Vorjahr: 579 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit dem beizulegenden Zeitwert bilanziert. Zum 31. Dezember 2012 betrug die durchschnittliche Markttrendite der festverzinslichen Wertpapiere 1,2 % (Vorjahr: 1,3 %). Wertpapiere in Höhe von 541 Mio. € (Vorjahr: 708 Mio. €) wurden als Sicherheitsleistung bei Clearing-Banken hinterlegt. Der regelmäßige Austausch der

Sicherheitsleistungen findet in Abhängigkeit von vertraglich vereinbarten Schwellenwerten statt, ab denen die Marktwerte der Handelsgeschäfte zu besichern sind.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die Wertpapiere um 289 Mio. €.

(21) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.12	31.12.11
Kasse und Bankguthaben	2.433	1.661
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)	239	348
	2.672	2.009

RWE hält Bankguthaben ausschließlich im Rahmen der kurzfristigen Liquiditätsdisposition. Für Geldanlagen werden Banken anhand verschiedener Bonitätskriterien ausgewählt. Hierzu zählen beispielsweise ihr Rating durch eine der drei renommierten Ratingagenturen Moody's, Standard & Poor's und Fitch, ihr Eigenkapital sowie Preise für Credit Default Swaps. Die Verzinsung der flüssigen Mittel bewegte sich 2012 wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(22) Eigenkapital

Die Aufgliederung des Eigenkapitals ist auf Seite 134 dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.12		31.12.11		31.12.12	31.12.11
	Stückzahl		Stückzahl		Buchwert	Buchwert
	in Tsd.	in %	in Tsd.	in %	in Mio. €	in Mio. €
Stammaktien	575.745	93,7	575.745	93,7	1.474	1.474
Vorzugsaktien	39.000	6,3	39.000	6,3	100	100
	614.745	100,0	614.745	100,0	1.574	1.574

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.

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 Inha-

ber 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 Vorjahr im Umfang der durchgeführten Kapitalerhöhung in Höhe von 133.991.677,44 € 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

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

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 der Vorstand unter anderem ermächtigt, eigene Aktien zur Erfüllung von Verpflichtungen der Gesellschaft aus zukünftigen Belegschaftsaktienprogrammen unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu verwenden. Der Vorstand hat diese Ermächtigung im Berichtsjahr dahingehend ausgeübt, dass die zum 1. Januar 2012 im Bestand befindlichen 298.454 nennbetragslosen Stammaktien der RWE AG, auf die ein Anteil am Grundkapital in Höhe von 764.042,24 € (0,05% des gezeichneten Kapitals) entfiel, im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms an Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen zur Vermögensbildung ausgegeben wurden. Für die Veräußerung der eigenen Aktien im Berichtsjahr sind 10.031.038,94 € vereinnahmt worden. Dieser Betrag hat das ausgegebene Kapital um 764.042,24 € (0,05% des gezeichneten Kapitals) und die Gewinnrücklagen um 9.266.996,70 € erhöht.

Am 31. Dezember 2012 befinden sich keine eigenen Aktien mehr im Bestand.

Im Geschäftsjahr 2012 wurden von der RWE AG 552.967 RWE-Stammaktien zum durchschnittlichen Anschaffungspreis von 35,06 € je Stückaktie am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 1.338.795,52 € (0,09% des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms zur Vermögensbildung insgesamt 512.460 Stammaktien sowie anlässlich von Dienstjubiläen 10.335 Stammaktien jeweils zum durchschnittlichen Kurs von 33,24 € je Stammaktie. Insgesamt wurden 172 nicht benötigte Stammaktien zum Kurs von 31,35 € am Kapitalmarkt veräußert. Hieraus resultierte ein Gesamterlös von 17.383.601,73 €. Der Unterschiedsbetrag zum Kaufpreis wurde mit den frei verfügbaren Gewinnrücklagen verrechnet.

Im März 2012 hat die RWE AG eine Hybridanleihe über 750 Mio. £ emittiert. Die 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 2019 beträgt 7,0% p.a. Ab 2019 hat die RWE AG alle fünf Jahre das Recht zur Kündigung. Der Zinssatz bis zum jeweils nächsten Kündigungstermin ergibt sich aus dem gültigen Fünfjahres-Sterling-Swapsatz zuzüglich eines Aufschlags von 510 Basispunkten. Ab 2024 steigt der Kupon um 25 Basispunkte und ab 2039 um weitere 75 Basispunkte. Die Zinszahlungen können ausgesetzt werden. Sie müssen aber nachgeholt werden, zum Beispiel wenn Vorstand und Aufsichtsrat der Hauptversammlung vorschlagen, eine Dividende zu zahlen.

Im September 2010 hat die RWE AG 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, wird die Anleihe in eine variabel verzinsliche Anleihe mit jährlichem Kündigungsrecht und einem Zinssatz in Höhe des Zwölf-Monats-EURIBOR zuzüglich 365 Basispunkten umgewandelt. 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.

Nach IAS 32 sind die begebenen Hybridanleihen als Eigenkapital zu klassifizieren. Das aufgenommene Kapital wurde vermindert um Kapitalbeschaffungskosten und unter Berücksichtigung von Steuern in das Eigenkapital eingestellt. Die Zinszahlungen an die Anleiheinhaber werden vermindert um Ertragsteuern direkt gegen das Eigenkapital gebucht.

Im Berichtsjahr wurden Transaktionskosten in Höhe von 9 Mio. € (Vorjahr: 16 Mio. €) als Abzug vom Eigenkapital bilanziert.

Im **Accumulated Other Comprehensive Income** werden die Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumente, der Cash Flow Hedges und der Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten sowie die Währungsdifferenzen bei der Umrechnung ausländischer Abschlüsse erfasst.

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2012 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 2,00 € je dividendenberechtigter Stückaktie:

Dividende	1.229.490.998,00 €
Gewinnvortrag	91.810,28 €
Bilanzgewinn	1.229.582.808,28 €

Die für das Geschäftsjahr 2011 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 19. April 2012 auf 2,00 € je dividendenberechtigter Stamm- und Vorzugsaktie. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 1.229 Mio. €.

Anteile anderer Gesellschafter

Unter dieser Position ist der Anteilsbesitz Dritter an den Konzerngesellschaften erfasst.

Von den direkt im Eigenkapital erfassten Erträgen und Aufwendungen (Other Comprehensive Income – OCI) entfallen die folgenden Anteile auf andere Gesellschafter:

Anteile anderer Gesellschafter am OCI in Mio. €	31.12.12	31.12.11
Unterschied aus der Währungsumrechnung	47	–76
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	16	–11
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	–89	–1
	–26	–88

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

(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 2009
Zusagezeitpunkt	01.01.2009
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	3.251.625
Laufzeit	drei Jahre
Auszahlungsbedingungen	Automatische Auszahlung, sofern nach Ablauf einer Wartezeit von drei Jahren eine Outperformance gegenüber 25 % der Vergleichsunternehmen des STOXX-Europe-600-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	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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	Tranche 2012 Wartezeit: 4 Jahre
Zusagezeitpunkt	01.01.2010	01.01.2010	01.01.2011	01.01.2012
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	826.954	1.059.467	2.621.542	6.942.033
Laufzeit	drei Jahre	fünf Jahre	fünf Jahre	fünf Jahre
Auszahlungsbedingungen	<p>Automatische Auszahlung, sofern nach Ablauf einer Wartezeit von drei Jahren (Bewertungsstichtag: 31.12. des dritten Jahres) eine Outperformance gegenüber mindestens 25 % der Vergleichsunternehmen des STOXX-Europe-600-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.</p> <p>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 STOXX-Europe-600-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.</p>			
Ermittlung der Auszahlung	<ol style="list-style-type: none"> 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. Die Auszahlung pro Performance Share ist auf den zweifachen Zuteilungswert pro Performance Share begrenzt. 			
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 Bruttoteilungswertes der Performance Shares vor Steuern in RWE-Stammaktien investieren und bis zum Ablauf der Wartezeit der jeweiligen Tranche halten.			
Form des Ausgleichs	Barausgleich			

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Beat bedingt zugeteilten Performance Shares betrug zum Zeitpunkt der Zuteilung 6,66 € pro Stück für die Tranche 2012, 17,01 € pro Stück für die Tranche 2011, 25,96 € pro Stück für die Tranche 2010 (vierjährige Wartezeit) und 28,80 € pro Stück für die Tranche 2010 (dreijährige Wartezeit). 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 Diskontierungszinssätze, 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 2009
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres		3.156.854
Zugesagt		
Veränderung (zugeteilt/verfallen)		–3.156.854
Ausgezahlt		
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres		
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	Tranche 2012 Wartezeit: 4 Jahre
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	803.497	1.032.834	2.560.618	
Zugesagt				6.942.033
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	–13.250	–16.022	–32.295	–273.837
Ausgezahlt				
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	790.247	1.016.812	2.528.323	6.668.196
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres				

Die Restlaufzeit beträgt vier Jahre für die Tranche 2012, drei Jahre für die Tranche 2011 und zwei Jahre für die Tranche 2010 mit vierjähriger Wartezeit. Die Vertragslaufzeit für die Tranche 2010 mit dreijähriger Wartezeit 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	2009 – 2012
Anzahl gewährter Optionen je Tranche	7.963 – 540.199
Vertragliche Laufzeit	drei Jahre
Wartezeit	drei Jahre
Ausübungspreis	19,07 – 50,07 £
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 2012
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	1.213.166
Zugesagt	726.714
Ausgeübt	-431
Ausgelaufen	-425.663
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	1.513.786
Ausübbar am Ende des Geschäftsjahres	148.281

Aus dem konzernweiten aktienkursbasierten Vergütungssystem entstanden im Berichtszeitraum Aufwendungen von insgesamt 27 Mio. € (Vorjahr Erträge: 9 Mio. €). Die Ansprüche wurden ausschließlich durch Barausgleich abgegolten. Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 30 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €). Der innere Wert der zum Bilanzstichtag auszahlbaren aktienkursbasierten Vergütungen mit Barausgleich betrug zum Bilanzstichtag 0 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €).

(24) Rückstellungen

Rückstellungen in Mio. €	31.12.12			31.12.11		
	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.856		6.856	3.846		3.846
Steuerrückstellungen	2.814	292	3.106	2.645	260	2.905
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	9.841	360	10.201	9.896	470	10.366
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.774	100	2.874	2.683	97	2.780
	22.285	752	23.037	19.070	827	19.897
Sonstige Rückstellungen						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.093	805	1.898	1.000	773	1.773
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	868	213	1.081	645	141	786
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.438	470	1.908	1.028	910	1.938
Ungewisse Verpflichtungen aus dem Stromgeschäft	578	86	664	465	90	555
Umweltschutzverpflichtungen	135	41	176	136	48	184
Zinszahlungsverpflichtungen	882	42	924	725	35	760
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/ Zertifikate alternativer Energien		824	824		902	902
Übrige sonstige Rückstellungen	788	1.578	2.366	760	1.601	2.361
	5.782	4.059	9.841	4.759	4.500	9.259
	28.067	4.811	32.878	23.829	5.327	29.156

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die betriebliche Altersversorgung setzt sich aus beitragsorientierten und leistungsorientierten Versorgungssystemen zusammen.

In beitragsorientierte Versorgungssysteme sind im Berichtsjahr 69 Mio. € (Vorjahr: 65 Mio. €) eingezahlt worden. Darin enthalten sind Beiträge von RWE im Rahmen eines Versorgungsplans in den Niederlanden, der Zusagen verschiedener Arbeitgeber

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

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 2012 im Rahmen von Contractual Trust Arrangements (CTA) 282 Mio. € auf den RWE Pensionstreuhand e.V. über-

tragen. Da die übertragenen Vermögenswerte als Planvermögen im Sinne des IAS 19 zu qualifizieren sind, wurden zum 31. Dezember 2012 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 legen wir folgende Rechnungsannahmen zugrunde:

Rechnungsannahmen in %	31.12.12		31.12.11	
	Inland	Ausland ¹	Inland	Ausland ¹
Abzinsungsfaktor	3,50	4,20	5,25	4,80
Gehaltssteigerungsrate	2,75	4,40	2,75	4,50
Rentensteigerungsrate	1,00 bzw. 1,75	2,80	1,00 bzw. 1,75	2,90
Erwartete Rendite des Planvermögens	4,50	4,10	5,50	4,24

1 Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Entwicklung des Planvermögens in Mio. €	Beizulegender Zeitwert	
	2012	2011
Stand: 01.01.	14.355	13.833
Erwarteter Vermögensertrag der Fonds	713	767
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds	457	716
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	18	15
Rentenzahlungen der Fonds	-942	-877
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste der Fonds	792	-250
Währungsanpassungen	118	153
Änderungen des Konsolidierungskreises		-2
Stand: 31.12.	15.511	14.355

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 sach-

gerecht 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. €	31.12.12	31.12.11
Barwert der fondsfinanzierten Versorgungsansprüche	19.842	16.114
Zeitwert des Planvermögens	15.511	14.355
Nettoposition aus fondsfinanzierten Versorgungsansprüchen (Saldo)	4.331	1.759
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	36	60
Bilanzierte Rückstellung für fondsfinanzierte Versorgungsansprüche	4.367	1.819
Bilanzierte Rückstellung für nicht fondsfinanzierte Versorgungsansprüche	2.489	2.027
	6.856	3.846

Die bis zum 31. Dezember 2012 entstandenen versicherungs-mathematischen Gewinne/Verluste (ohne Berücksichtigung von Steuern) wurden in Höhe von –10.388 Mio. € (31.12.2011: –7.136 Mio. €) mit den Gewinnrücklagen verrechnet.

Die tatsächlichen Vermögenserträge der Fonds summierten sich 2012 auf 1.505 Mio. € (Vorjahr: 517 Mio. €).

Zusammensetzung des Planvermögens (Zeitwerte) in Mio. €	31.12.12			31.12.11		
	Inland ¹	Ausland ²	Gesamt	Inland ¹	Ausland ²	Gesamt
Eigenkapitaltitel	2.705	564	3.269	2.385	544	2.929
Zinstragende Titel	4.908	3.674	8.582	4.248	3.538	7.786
Immobilien	127	183	310	164	193	357
Mischfonds ³	1.051		1.051	927		927
Alternative Investments	894	686	1.580	877	663	1.540
Sonstiges ⁴	679	40	719	777	39	816
	10.364	5.147	15.511	9.378	4.977	14.355

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) in %	31.12.12		31.12.11	
	Inland ¹	Ausland ²	Inland ¹	Ausland ²
Eigenkapitaltitel	23,4	11,0	23,4	10,9
Zinstragende Titel	54,5	71,4	54,2	71,1
Immobilien	2,3	3,5	2,4	3,9
Mischfonds ³	10,0		10,0	
Alternative Investments	9,8	14,1	10,0	14,1
	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.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Entwicklung der Versorgungsansprüche in Mio. €	Barwert	
	2012	2011
Stand: 01.01.	18.141	17.095
Laufender Dienstzeitaufwand	220	204
Zinsaufwand	909	880
Arbeitnehmerbeiträge	18	15
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste	4.044	632
Gezahlte Leistungen	-1.061	-993
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	7	14
Währungsanpassungen	130	172
Änderungen des Konsolidierungskreises	-77	122
Stand: 31.12.	22.331	18.141

Aufwand Pensionen in Mio. €	2012	2011
Dienstzeitaufwand	220	204
Zinsaufwand	909	880
Erwarteter Vermögensertrag der Fonds	-713	-767
Anpassungsbetrag aufgrund des nachverrechneten Dienstzeitaufwands	7	14
	423	331

Der nachverrechnete Dienstzeitaufwand enthielt im Geschäftsjahr 2012 wie im Vorjahr eine Erhöhung der Leistungszusagen in Großbritannien.

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. €	2012	2011	2010	2009	2008
Barwert der Versorgungsansprüche	22.331	18.141	17.095	16.341	13.768
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	15.511	14.355	13.833	13.139	11.030
Saldo	6.820	3.786	3.262	3.202	2.738

Im gleichen Zeitraum wurden folgende erfahrungsbedingte Anpassungen bei den Barwerten der Versorgungsansprüche und den Zeitwerten des Planvermögens vorgenommen:

Erfahrungsbedingte Anpassungen in Mio. €	2012	2011	2010	2009	2008
Barwert der Versorgungsansprüche	-255	-149	-199	-451	-40
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens	792	-250	541	1.162	-2.107

Die erfahrungsbedingten Anpassungen können die Barwerte der Versorgungsansprüche oder die beizulegenden Zeitwerte des Planvermögens betreffen. Dementsprechend sind sie Teil der auf die Versorgungsansprüche oder auf das Planvermögen entfallenden versicherungsmathematischen Gewinne oder Verluste des jeweiligen Jahres.

Im Geschäftsjahr 2013 werden voraussichtlich 406 Mio. € in leistungsorientierte Pläne eingezahlt.

Rückstellungsspiegel	Stand: 01.01.12	Zufüh- rungen	Auf- lösungen	Zinsan- teil/ Änderun- gen des Zinssatzes	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassun- gen, Um- buchungen	Inan- spruch- nahmen	Stand: 31.12.12
in Mio. €							
Pensionsrückstellungen	3.846	219	-1	199	2.877 ¹	-284	6.856
Steuerrückstellungen	2.905	643	-241		-4	-197	3.106
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.366	46	-262	484		-433	10.201
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.780	99	-73	128	13	-73	2.874
	19.897	1.007	-577	811	2.886	-987	23.037
Sonstige Rückstellungen							
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.773	767	-40	83	-3	-682	1.898
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	786	380	-62	104	-7	-120	1.081
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.938	538	-265	104	7	-414	1.908
Ungewisse Verpflichtungen aus dem Stromgeschäft	555	75	-23	41	35	-19	664
Umweltschutzverpflichtungen	184	13	-13	5	9	-22	176
Zinszahlungsverpflichtungen	760	183	-5			-14	924
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien	902	886	-60		78	-982	824
Übrige sonstige Rückstellungen	2.361	683	-319	76	14	-449	2.366
	9.259	3.525	-787	413	133	-2.702	9.841
Rückstellungen	29.156	4.532	-1.364	1.224	3.019	-3.689	32.878
Davon: Änderungen des Konsolidierungs- kreises							(-96)

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 46 Mio. € (Vorjahr: 35 Mio. €). Die Rückstellungsaufösungen in Höhe von 262 Mio. € (Vorjahr: Zuführungen 69 Mio. €) sind darauf zurückzuführen, dass aktuelle Schätzungen per Saldo zu einer Verringerung (Vorjahr: Erhöhung) der erwarteten Entsorgungskosten geführt haben.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Die Zuführung zu den Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich besteht ferner vor allem aus dem Zinsanteil in Höhe von 484 Mio. € (Vorjahr: 492 Mio. €). Von den Rückstellungen wurden geleistete Anzahlungen in Höhe von 896 Mio. € (Vorjahr: 944 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. €	31.12.12	31.12.11
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	7.713	7.724
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	2.488	2.642
	10.201	10.366

Die Rückstellungsbestandteile für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen umfassen im Rahmen der Brennelemententsorgung die langfristig zu erwartenden Kosten der direkten Endlagerung von Brennelementen, des in Deutschland derzeit einzig möglichen Entsorgungspfad, 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 des Restbetriebs der laufenden Anlagen 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 so-

wie 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. Hinsichtlich der Stilllegung sind hier die Restbetriebskosten der endgültig außer Betrieb genommenen Anlagen enthalten.

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. €	31.12.12	31.12.11
Stilllegung von Kernkraftwerksanlagen	4.945	4.964
Entsorgung von Kernbrennelementen	4.494	4.658
Entsorgung radioaktiver Betriebsabfälle	762	744
	10.201	10.366

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 99 Mio. € (Vorjahr: 146 Mio. €) zugeführt worden. Davon wurden 55 Mio. € (Vorjahr: 99 Mio. €) unter dem Posten „Sachanlagen“ aktiviert. Der Zinsanteil bei der Zuführung zu den bergbaubedingten Rückstellungen betrug 128 Mio. € (Vorjahr: 117 Mio. €).

Die **Rückstellungen für Restrukturierungen** beziehen sich im Wesentlichen auf Maßnahmen für einen sozialverträglichen Personalabbau.

(25) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten in Mio. €	31.12.12		31.12.11	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Anleihen ¹	13.482	1.966	13.395	1.815
Commercial Paper		997		3.403
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	890	413	1.178	168
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		348		283
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.045	805	855	826
	15.417	4.529	15.428	6.495

1 Inkl. Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Gegenüber assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen bestanden Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 206 Mio. € (Vorjahr: 197 Mio. €).

Von den langfristigen Finanzverbindlichkeiten waren 15.130 Mio. € (Vorjahr: 14.698 Mio. €) verzinslich.

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die Finanzverbindlichkeiten um 31 Mio. €.

Die ausstehenden Anleihen sind im Wesentlichen von der RWE AG oder der RWE Finance B.V. begeben worden.

Im Januar 2012 hat die RWE Finance B.V. eine Anleihe über 600 Mio. £ mit 22-jähriger Laufzeit und einem Kupon von 4,75 % p.a. begeben.

Im März 2012 begab die RWE AG eine Hybridanleihe über 500 Mio. US\$ mit einer Laufzeit bis Oktober 2072. Die Emission wurde im Juni um weitere 500 Mio. US\$ aufgestockt. Im Jahr 2017 kann die Anleihe erstmals durch die RWE AG gekündigt werden. Der Kupon beträgt 7,0 % p.a.

Im Juni 2012 platzierte die RWE AG eine Hybridanleihe über 150 Mio. CHF mit einem Kupon von 5,0 % p.a. Diese Anleihe hat eine Laufzeit bis Juli 2072 und kann erstmalig 2017 durch die RWE AG gekündigt werden.

Im Oktober 2012 hat die RWE AG eine Anleihe über 270 Mio. € mit einem Kupon von 3,5 % p.a. und einer Laufzeit bis Oktober 2037 begeben.

Im Dezember 2012 hat die RWE AG eine Anleihe über 100 Mio. € mit einem Kupon von 3,5 % p.a. und einer Laufzeit bis Dezember 2042 begeben.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Die folgende Übersicht zeigt Eckdaten der wesentlichen RWE-Anleihen, wie sie sich zum 31. Dezember 2012 darstellten:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert in Mio. €	Kupon in %	Fälligkeit
RWE Finance B.V.	250 Mio. US\$	189	2,0	Februar 2013
RWE Finance B.V.	630 Mio. £	772	6,375	Juni 2013
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	999	5,75	November 2013
RWE Finance B.V.	530 Mio. €	529	4,625	Juli 2014
RWE Finance B.V.	2.000 Mio. €	1.993	5,0	Februar 2015
RWE Finance B.V.	850 Mio. €	852	6,25	April 2016
RWE AG	100 Mio. €	100	variabel ¹	November 2017
RWE Finance B.V.	980 Mio. €	979	5,125	Juli 2018
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	993	6,625	Januar 2019
RWE Finance B.V.	570 Mio. £	701	6,5	April 2021
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	997	6,5	August 2021
RWE Finance B.V.	500 Mio. £	607	5,5	Juli 2022
RWE Finance B.V.	488 Mio. £	595	5,625	Dezember 2023
RWE Finance B.V.	760 Mio. £	933	6,25	Juni 2030
RWE AG	600 Mio. €	595	5,75	Februar 2033
RWE Finance B.V.	600 Mio. £	731	4,75	Januar 2034
RWE AG	270 Mio. €	268	3,5	Oktober 2037
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. £	1.206	6,125	Juli 2039
RWE AG	160 Mio. € ²	160	4,76 ²	Februar 2040
RWE AG	100 Mio. €	97	3,5	Dezember 2042
RWE AG	250 Mio. CHF ³	206	5,25	April 2072
RWE AG	150 Mio. CHF ³	123	5,0	Juli 2072
RWE AG	1.000 Mio. US\$ ³	756	7,0	Oktober 2072
Übrige ⁴	Diverse	67	Diverse	Diverse
Anleihen⁵		15.448		

1 Zinstermine: 15.05. und 15.11.

2 Nach Swap in Euro

3 Gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

4 Inklusive Schuldscheindarlehen

5 Inklusive Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

RWE hat darüber hinaus im Rahmen eines Commercial-Paper-Programms Emissionen auf dem europäischen Kapitalmarkt getätigt. Das Programm wurde zum 31. Dezember 2012 mit 1,0 Mrd. € (31.12.11: 3,4 Mrd. €) in Anspruch genommen. Die Verzinsung der Papiere lag zwischen 0,05 und 1,00% (Vorjahr: 1,3 und 2,0%).

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					
	31.12.12			31.12.11		
	Nominal- wert	Abzinsungs- betrag	Barwert	Nominal- wert	Abzinsungs- betrag	Barwert
in Mio. €						
Fällig im Folgejahr	8		8	8		8
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	89	2	87	53	1	52
Fällig nach über 5 Jahren	139	1	138	128	1	127
	236	3	233	189	2	187

Darüber hinaus werden unter den sonstigen Finanzverbindlichkeiten die Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte ausgewiesen.

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 45 Mio. € (Vorjahr: 47 Mio. €) durch Grundpfandrechte und 71 Mio. € (Vorjahr: 86 Mio. €) durch ähnliche Rechte gesichert.

(26) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

Gegenüber assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen bestanden Verbindlichkeiten in Höhe von 265 Mio. € (Vorjahr: 220 Mio. €).

Auf die Explorationstätigkeit entfielen Verbindlichkeiten von 17 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises minderten die Verbindlichkeiten insgesamt um 39 Mio. €.

(27) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten	31.12.12		31.12.11	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Steuern		1.094		1.065
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	18	61	30	62
Verbindlichkeiten aus Restrukturierungen	49	31	75	32
Derivate	768	2.993	1.323	6.459
Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse	1.416	188	1.492	186
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	463	3.086	518	3.527
	2.714	7.453	3.438	11.331
Davon: finanzielle Schulden	(921)	(4.965)	(1.597)	(9.404)
Davon: nicht finanzielle Schulden	(1.793)	(2.488)	(1.841)	(1.927)

Als Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit sind insbesondere die noch abzuführenden Beiträge an Sozialversicherungen ausgewiesen.

Änderungen des Konsolidierungskreises minderten die übrigen Verbindlichkeiten um 45 Mio. €. Von den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten entfielen 1.318 Mio. € (Vorjahr: 1.593 Mio. €) auf finanzielle Schulden in Form kurzfristiger Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung (Put-Optionen) von Minderheitenanteilen.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

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		2012	2011
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.306	1.806
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.480	538.971
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	2,13	3,35
Dividende je Aktie	€	2,00 ¹	2,00

1 Vorschlag für das Geschäftsjahr 2012

(29) Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Die Finanzinstrumente lassen sich danach unterscheiden, ob sie originär oder derivativ sind.

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 größtmögliche Ausfallrisiko wieder. Soweit sich Ausfallrisiken konkretisieren, 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 die beizulegenden 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 umfassen 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. Nicht börsengehandelte Produkte werden anhand von öffentlich zugänglichen Broker-Quotierungen bewertet 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 Finanzinstrumenten, die in den übrigen Finanzanlagen und Wertpapieren erfasst sind, entspricht dem veröffentlichten Börsenkurs, sofern die Finanzinstrumente 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 von identischen Finanzinstrumenten, die sich auf aktiven Märkten gebildet haben

Stufe 2: Bewertung auf Basis von Inputfaktoren, bei denen es sich nicht um Preise der Stufe 1 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 Faktoren, die sich nicht auf beobachtbare Marktdaten stützen

Fair-Value-Hierarchie in Mio. €	Summe 2012	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 2011	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	959	119	398	442	836	83	370	383
Derivate (aktiv)	4.568		4.331	237	7.355		6.933	422
Wertpapiere	2.604	1.609	995		4.995	2.117	2.878	
Derivate (passiv)	3.761		3.586	175	7.782		6.935	847

Aufgrund von zunehmenden Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden im Geschäftsjahr 2012 finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert in Höhe von 430 Mio. € von Stufe 2 nach Stufe 1 umgegliedert (Vorjahr: 150 Mio. €).

Die folgende Darstellung zeigt die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2012	Stand: 01.01.12	Änderungen des Konsolidie- rungskreises, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.12
			erfolgs- wirksam	erfolgs- neutral (OCI)	zahlungs- wirksam	
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	383	17	-15		57	442
Derivate (aktiv)	422	-2	-13	-19	-151	237
Derivate (passiv)	847	-6	-246		-420	175

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2011	Stand: 01.01.11	Änderungen des Konsolidie- rungskreises, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.11
			erfolgs- wirksam	erfolgs- neutral (OCI)	zahlungs- wirksam	
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	446	-57	-13		7	383
Derivate (aktiv)	614	83	68	-199	-144	422
Derivate (passiv)	198	78	860	14	-303	847

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) im Jahr 2011 von Stufe 2 nach Stufe 3 umgegliedert.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste	Gesamt 2012	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2011	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Umsatzerlöse	291	270	68	59
Materialaufwand	-58	-69	-727	-727
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	5		-133	
Beteiligungsergebnis	-20	-6	-13	-3
	218	195	-805	-671

Auf die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte 2012	Übrige Finanzanlagen	Finanz- forderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.12	164	293	401	7	865
Zuführungen	29	21	152	7	209
Umbuchungen	8		32	-2	38
Währungsanpassungen	1		7		8
Abgänge	37	39	44		120
Stand: 31.12.12	165	275	548	12	1.000

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte 2011	Übrige Finanzanlagen	Finanz- forderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
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

Zum Abschlussstichtag lagen im Anwendungsbereich von IFRS 7 überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in folgender Höhe vor:

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen	Bruttowert 31.12.12	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
in Mio. €							
Finanzforderungen	3.473	46					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.580	727	487	118	47	54	88
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	5.125	13	1				2
	17.178	786	488	118	47	54	90

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen	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
in Mio. €							
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

Die finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten lassen sich in Bewertungskategorien mit den folgenden Buchwerten untergliedern:

Buchwerte nach Bewertungskategorien	31.12.12	31.12.11
in Mio. €		
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	2.837	4.613
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(2.837)	(4.613)
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	3.563	5.832
Kredite und Forderungen	14.446	14.285
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	2.088	5.141
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(2.088)	(5.141)
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	25.364	28.807

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Abweichungen gibt es lediglich bei Anleihen, Commercial Paper, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und sonstigen Finanzverbindlichkeiten: Ihr Buchwert belief sich auf

19.946 Mio. € (Vorjahr: 21.923 Mio. €), der beizulegende Zeitwert auf 22.293 Mio. € (Vorjahr: 23.890 Mio. €).

Finanzinstrumente wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung mit folgenden Nettoergebnissen gemäß IFRS 7 erfasst:

Nettoergebnis gemäß IFRS 7 aus Finanzinstrumenten in Mio. €	2012	2011
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	682	–190
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(682)	(–190)
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	313	199
Kredite und Forderungen	471	289
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	–1.262	–1.551

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 143 Mio. € (Vorjahr: –93 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 37 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €) als Ertrag realisiert.

Der RWE-Konzern ist als international tätiges Versorgungsunternehmen im Rahmen 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 unseren wichtigsten 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 Optionsge-

schäfte 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 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 dadurch 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 44 Mio. € (Vorjahr: 90 Mio. €).

Aus der Buchwertanpassung der Grundgeschäfte entstanden im Berichtsjahr Gewinne von 31 Mio. € (Vorjahr Verluste: 17 Mio. €), während Wertänderungen der Sicherungsinstrumente zu Verlusten von 30 Mio. € (Vorjahr Gewinne: 18 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 und Zinsen sowie Termin-, Options-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities. Änderungen des Fair Value der Sicherungsinstrumente werden, soweit sie deren effektiven Teil betreffen, im Other Comprehensive Income berücksichtigt, 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 -274 Mio. € (Vorjahr: -173 Mio. €).

Die mit Cash Flow Hedges abgesicherten künftigen Umsätze und Beschaffungsgeschäfte werden voraussichtlich in den folgenden acht Jahren fällig und ergebniswirksam.

Im Berichtsjahr wurden Änderungen der beizulegenden Zeitwerte von Sicherungsinstrumenten, die als Cash Flow Hedges eingesetzt wurden, in Höhe von 42 Mio. € (Vorjahr: -1.135 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Diese Wertänderungen stellen den effektiven Teil der Sicherungsbeziehungen dar.

Ineffektivitäten aus Cash Flow Hedges in Höhe von 5 Mio. € (Vorjahr: 27 Mio. €) gingen als Aufwand in die Gewinn- und Verlustrechnung ein.

Darüber hinaus wurden Wertänderungen aus Cash Flow Hedges in Höhe von 121 Mio. € nach Steuern (Vorjahr: 478 Mio. €), die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, im Berichtsjahr als Ertrag realisiert.

Erfolgsneutral im Other Comprehensive Income ausgewiesene Wertänderungen aus Cash Flow Hedges erhöhten die Anschaffungskosten nicht finanzieller Vermögenswerte um 7 Mio. € (Vorjahr: Minderung um 2 Mio. €).

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten

dienen der Absicherung gegen Fremdwährungsrisiken aus den Beteiligungen, deren Funktionalwährung nicht der Euro ist. 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 2.218 Mio. € (Vorjahr: 2.167 Mio. €), der Zeitwert der Swaps 288 Mio. € (Vorjahr: 159 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Ineffektivitäten aus Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten in Höhe von 64 Mio. € als Ertrag (Vorjahr: 3 Mio. € als Aufwand) in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Marktrisiken ergeben sich durch Schwankungen bei finanzwirtschaftlichen Preisen und 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.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

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 und die zum Bereich Controlling gehörende Abteilung Group Risk Controlling Richtlinien aufgestellt. Demnach dürfen Derivate zur Absicherung gegen Preisrisiken, zur Optimierung des Kraftwerkeinsatzes 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 Finanzinstrumenten – 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 be-

stimmter 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 2012 auf 2,7 Mio. € (Vorjahr: 7,2 Mio. €). Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem CFaR. Dieser lag zum 31. Dezember 2012 bei 9,0 Mio. € (Vorjahr: 13,3 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 Limits Fremdwährungspositionen offen halten. Der VaR für diese Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2012 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 2012 bei 4,8 Mio. € (Vorjahr: 13,1 Mio. €).

Zum 31. Dezember 2012 betrug der VaR für Commodity-Positionen des Handelsgeschäfts der RWE Supply & Trading 5,5 Mio. € (Vorjahr: 6,1 Mio. €). Dieser entspricht der 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 gegebenenfalls 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 Analyse der Bonität 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 2012 beliefen sich diese Verpflichtungen auf 691 Mio. € (Vorjahr: 768 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2012 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 1,5 Mrd. € (Vorjahr: 1,8 Mrd. €) gegenüber. Weder 2012 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 2013 werden Kapitalmarktschulden mit einem Nominalvolumen von rund 2,0 Mrd. € (Vorjahr: 1,8 Mrd. €) und Bankschulden in Höhe von 0,4 Mrd. € (Vorjahr: 0,2 Mrd. €) fällig. Außerdem sind kurzfristige Schulden zu begleichen.

Am 31. Dezember 2012 betrug der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren 5.276 Mio. € (Vorjahr: 7.004 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 mit 1,0 Mrd. € (Vorjahr: 3,4 Mrd. €) lediglich zu einem geringen Anteil 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 14,4 Mrd. € (Vorjahr: 15,0 Mrd. €). Das mittelfristige Liquiditätsrisiko ist daher als gering einzustufen.

Aus den finanziellen Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 ergeben sich in den nächsten Jahren voraussichtlich die folgenden (nicht diskontierten) Zahlungen:

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.12	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2013	2014 bis 2017	ab 2018	2013	2014 bis 2017	ab 2018
Anleihen ¹	15.448	1.967	4.597	8.938	1.015	3.129	4.954
Commercial Paper	997	997					
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.303	408	171	724	27	99	69
Verbindlichkeiten aus Leasing	233	8	89	139			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.617	823	269	551	52	159	114
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	3.761	3.013	276	-15	59	201	328
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	348	348					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.320	1.318	2				
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	7.868	7.748	48	83			

1 Inkl. Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.11	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2012	2013 bis 2016	ab 2017	2012	2013 bis 2016	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 klassifizierender Hybridanleihen

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2012 finanzielle Garantien zugunsten konzernfremder Gläubiger über insgesamt 327 Mio. € (Vorjahr: 359 Mio. €), die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 364 Mio. € gegeben (Vorjahr: 409 Mio. €). Davon sind 363 Mio. € im Jahr 2013 und 1 Mio. € in den Jahren 2014 bis 2017 abrufbar.

(30) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2012 auf 2.324 Mio. € (Vorjahr: 3.310 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	
	31.12.12	31.12.11
Fällig in bis zu 1 Jahr	224	141
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	504	376
Fällig nach über 5 Jahren	467	406
	1.195	923

Die Kapitalverpflichtungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen beliefen sich auf 0,4 Mrd. € (Vorjahr: 1,2 Mrd. €).

Für die Beschaffung von Brennstoffen, insbesondere Erdgas und Steinkohle, sind wir langfristige vertragliche Abnahmeverpflichtungen eingegangen. Die Zahlungsverpflichtungen aus den wesentlichen langfristigen Beschaffungsverträgen beliefen sich zum 31. Dezember 2012 auf 75,8 Mrd. € (Vorjahr: 89,5 Mrd. €), wovon 6,1 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig waren (Vorjahr: 8,0 Mrd. €).

Die Gasbeschaffung des RWE-Konzerns basiert größtenteils auf langfristigen Take-or-pay-Verträgen. Die Konditionen dieser Kontrakte – die Laufzeiten reichen im Einzelfall bis 2035 – werden in gewissen Abständen von den Vertragspartnern 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 2012 auf 17,4 Mrd. € (Vorjahr: 18,3 Mrd. €), davon werden 0,8 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig (Vorjahr: 1,1 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 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 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.

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Ende September 2011 führte die EU-Kommission europaweit Nachprüfungen im Gasgroßhandel durch, auch bei RWE. Im September 2012 eröffnete die EU-Kommission ein förmliches Kartellverfahren gegen den russischen Gasproduzenten Gazprom. Im Mittelpunkt der Untersuchungen steht der Verdacht, dass Gazprom seine Marktmacht missbraucht hat. Die nun allein gegen Gazprom gerichteten 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 die Gewinnung von Braunkohle.

Das Segment „Vertrieb/Verteilnetze“ enthält im Wesentlichen das deutsche Vertriebs- und Verteilnetzgeschäft.

Im Segment „Niederlande/Belgien“ ist nahezu das gesamte Strom- und Gasgeschäft gebündelt, das der Konzern in dieser Region tätigt.

Die zentralost- und südosteuropäischen Erzeugungskapazitäten sowie die Netz- und Vertriebsaktivitäten sind im Segment „Zentralost-/Südosteuropa“ zusammengefasst.

Die bei RWE Innogy angesiedelte Erzeugung von Strom und Wärme aus regenerativen Quellen wird im Segment „Erneuerbare Energien“ dargestellt.

Im Segment „Upstream Gas & Öl“ werden die konzernweiten Aktivitäten zur Gas- und Erdölgewinnung ausgewiesen.

Im Segment „Trading/Gas Midstream“ sind der Energiehandel und das Gas-Midstream-Geschäft des Konzerns angesiedelt. Verantwortet wird es von RWE Supply & Trading, die auch einige große deutsche Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas beliefert.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ werden Konsolidierungseffekte und die RWE AG erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Bereiche. Dazu gehören u.a. die konzerninternen Dienstleister RWE Service GmbH, RWE IT GmbH und RWE Consulting GmbH.

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2012 in Mio. €	Deutschland		Niederlande/ Belgien	Großbritannien	Zentral- ost-/ Südost- europa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/ Gas Mid- stream	Sonstige, Konsolidierung ¹	RWE- Konzern
	Stromerzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze								
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/ Stromsteuer)	1.233	23.710	5.942	9.022	5.274	387	1.848	5.698	113	53.227
Konzern-Innenumsatz	8.712	2.020	74	51	502	491	143	25.738	-37.731 ²	
Gesamtumsatz	9.945	25.730	6.016	9.073	5.776	878	1.991	31.436	-37.618	53.227
Betriebliches Ergebnis	3.044	1.578	228	480	1.045	183	685	-598	-229	6.416
Betriebliches Beteiligungsergebnis	69	383	24	-6	63	22		-8	40	587
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	62	227	26	47	60	3		-8	72	489
Betriebliche Abschreibungen	667	688	279	347	260	181	356	7	113	2.898
Außerplanmäßige Abschreibungen	20	111	1.967	28		215	26		22	2.389
EBITDA	3.711	2.266	507	827	1.305	364	1.041	-591	-116	9.314
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	1.410	783	51	376	1.041	-16	768	46	-64	4.395
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	176	2.278	226		326	375		11	233	3.625
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	964	904	613	190	667	999	684	4	56	5.081

1 Infolge von Veräußerungen sind für das Berichtsjahr keine operativen Gesellschaften mehr unter „Sonstige, Konsolidierung“ auszuweisen.

2 Davon Konsolidierung Innenumsatz -41.106 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 3.375 Mio. €

Regionen 2012 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE- Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz ^{1,2}	27.602	9.350	12.482	1.015	322	50.771
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	25.496	9.904	14.610	988	1.136	52.134

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Segmentbericht- erstattung Unternehmens- bereiche 2011	Deutschland		Nieder- lande/ Belgien	Großbri- tannien	Zentral- ost-/ Südost- europa	Erneuer- bare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/ Gas Mid- stream	Sonstige, Konsolidierung		RWE- Konzern
	Stromer- zeugung	Vertrieb/ Verteil- netze							Ope- rative Gesell- schaften	Übrige	
in Mio. €											
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 ¹	
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 Beteiligungs- ergebnis	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
Außerplan- mäßige 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 Ge- schäftstätigkeit	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

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz -40.843 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 3.530 Mio. €

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

Produkte in Mio. €	RWE-Konzern	
	2012	2011
Außenumsatz ¹	50.771	49.153
Davon: Strom	(32.867)	(32.310)
Davon: Gas	(13.156)	(12.151)
Davon: Öl	(1.540)	(1.641)

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 gleichen Bedingungen abgerechnet wie mit externen Kunden.

Das betriebliche Ergebnis wird zur internen Steuerung verwendet. 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. €	2012	2011
EBITDA	9.314	8.460
- Betriebliche Abschreibungen	-2.898	-2.646
Betriebliches Ergebnis	6.416	5.814
+ Neutrales Ergebnis	-2.094	-1.157
+ Finanzergebnis	-2.092	-1.633
Ergebnis vor Steuern	2.230	3.024

Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich oder auf Sondervorgänge zurückzuführen sind, erschweren 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 bestimmter Commodity-Derivate sowie Restrukturisierungskosten handeln.

Darüber hinausgehende Ausführungen finden sich auf Seite 67 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 der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Der Betrag der flüssigen Mittel in der Kapitalflussrechnung stimmt mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert überein. Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kredit-

instituten 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 428 Mio. € (Vorjahr: 429 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 1.227 Mio. € (Vorjahr: 1.061 Mio. €)
- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen) in Höhe von 628 Mio. € (Vorjahr: 920 Mio. €)
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 490 Mio. € (Vorjahr: 461 Mio. €)

Mittelveränderungen aus dem Erwerb und der Veräußerung konsolidierter Gesellschaften gehen in den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit ein. Effekte aus Wechselkursänderungen werden gesondert gezeigt.

Im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit sind Ausschüttungen an RWE-Aktionäre in Höhe von 1.229 Mio. € (Vorjahr: 1.867 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 246 Mio. € (Vorjahr: 353 Mio. €) und Ausschüttungen

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

an Hybridkapitalgeber in Höhe von 81 Mio. € (Vorjahr: 81 Mio. €) enthalten.

Durch Änderungen des Konsolidierungskreises (ohne Berücksichtigung von „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“) haben sich die flüssigen Mittel im Saldo um 1 Mio. € vermindert (Vorjahr: Rückgang um 258 Mio. €). Die nach Verrechnung von Zugängen in Höhe von 42 Mio. € (Vorjahr: 172 Mio. €) mit den Finanzanlageinvestitionen und Abgängen in Höhe von 36 Mio. € (Vorjahr: 437 Mio. €) mit den Einnahmen aus Desinvestitionen verbleibenden -7 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €) entfallen auf erstmals konsolidierte Unternehmen.

Die Explorationstätigkeit minderte den Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit um 90 Mio. € (Vorjahr: 84 Mio. €) und den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit um 82 Mio. € (Vorjahr: 106 Mio. €).

Die flüssigen Mittel unterliegen keinen Verfügungsbeschränkungen.

(33) Angaben zu Konzessionen

Zwischen Unternehmen des RWE-Konzerns und Gebietskörperschaften in unseren Versorgungsregionen gibt es eine Reihe von Wegenutzungsverträgen und Konzessionsvereinbarungen, die die Strom-, Gas- und Wasserversorgung betreffen.

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 Wassergeschäft 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 und Gemeinschaftsunternehmen, die als nahestehende Unternehmen des Konzerns gelten. Unter diese Kategorie fallen insbesondere wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen des RWE-Konzerns.

Mit wesentlichen assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen wurden Geschäfte getätigt, die zu folgenden Abschlussposten bei RWE führten:

Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen in Mio. €	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
	2012	2011	2012	2011
Erträge	3.614	1.388	65	82
Aufwendungen	2.340	731	205	28
Forderungen	269	158	1.370	1.890
Verbindlichkeiten	190	156	44	20

Den Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen lagen im Wesentlichen Liefer- und Leistungsbeziehungen zugrunde. Mit Gemeinschaftsunternehmen gab es neben betrieblichen Liefer- und Leistungsbeziehungen auch finanzielle Verflechtungen. Aus verzinslichen Ausleihungen an Gemeinschaftsunternehmen resultierten im Berichtsjahr Erträge in Höhe von 52 Mio. € (Vorjahr: 54 Mio. €). Von den Forderungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen entfielen am Bilanzstichtag 1.369 Mio. € auf Finanzforderungen (31.12.2011: 1.880 Mio. €). Alle Geschäfte wurden zu marktüblichen Bedin-

gungen abgeschlossen; das heißt, die Konditionen dieser Geschäfte unterschieden sich grundsätzlich nicht von denen mit anderen Unternehmen. Von den Forderungen werden 693 Mio. € (Vorjahr: 593 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 226 Mio. € (Vorjahr: 171 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Für die Forderungen bestanden Sicherheiten in Höhe von 1 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €). Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betrugen 6.480 Mio. € (Vorjahr: 6.206 Mio. €).

Bis zum 30. Juni 2012 galten auch die Unternehmensgruppen der Georgsmarienhütte Holding GmbH und der RGM Holding GmbH als nahestehende Unternehmen des RWE-Konzerns, da der damalige Vorstandsvorsitzende der RWE AG, Dr. Jürgen Großmann, ihr Gesellschafter ist. RWE-Konzernunternehmen haben für diese Gesellschaften bis zum 30. Juni 2012 Lieferungen und Leistungen in Höhe von 4,2 Mio. € (Vorjahr: 12,1 Mio. €) erbracht und erhielten von ihnen Lieferungen und Leistungen in Höhe von 1,7 Mio. € (Vorjahr: 2,4 Mio. €). Zum 31. Dezember 2011 bestanden Forderungen gegenüber den genannten Gesellschaften in Höhe von 0,4 Mio. € und Verbindlichkeiten in Höhe von 0,9 Mio. €. Zudem gab es gegenüber den genannten Gesellschaften sonstige Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften in Höhe von 0,5 Mio. €.

Sämtliche Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden; die Geschäftsbeziehungen unterschieden 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 19.264 Tsd. € (Vorjahr: 18.303 Tsd. €) zuzüglich Dienstreiseaufwand für Pensionen in Höhe von 767 Tsd. € (Vorjahr: 725 Tsd. €). Der Vorstand erhielt für das Geschäftsjahr 2012 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 15.014 Tsd. € (Vorjahr: 15.303 Tsd. €). Außerdem wurden langfristige Vergütungsbestandteile im Rahmen des Beat (Tranche 2012) mit einem Ausgabezeitwert von 4.250 Tsd. € zugeteilt (im Vorjahr für die Beat-Tranche 2011: 3.000 Tsd. €).

Die Bezüge des Aufsichtsrates summierten sich im Geschäftsjahr 2012 auf 2.481 Tsd. € (Vorjahr: 2.472 Tsd. €). Außerdem erhielten Aufsichtsratsmitglieder Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Höhe von insgesamt 120 Tsd. € (Vorjahr: 192 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 im Aufsichtsrat bestehen Mitarbeiterdarlehen aus der Zeit vor Organzugehörigkeit.

Ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen erhielten 13.126 Tsd. € (Vorjahr: 11.832 Tsd. €), davon 1.928 Tsd. € (Vorjahr: 1.940 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Dabei entfielen 0 Tsd. € (Vorjahr: 375 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 144.738 Tsd. € (Vorjahr: 128.688 Tsd. €). Davon entfielen 20.387 Tsd. € (Vorjahr: 19.473 Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 220 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 in Mio. €	2012		2011	
	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
Abschlussprüfungsleistungen	15,3	(8,2)	18,3	(9,7)
Andere Bestätigungsleistungen	8,4	(7,3)	7,9	(7,5)
Steuerberatungsleistungen	0,4	(0,3)	0,5	(0,2)
Sonstige Leistungen	1,2	(0,7)	0,8	(0,4)
	25,3	(16,5)	27,5	(17,8)

130	Gewinn- und Verlustrechnung
131	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen
132	Bilanz
133	Kapitalflussrechnung
134	Veränderung des Eigenkapitals
135	Anhang

Die Honorare für Abschlussprüfungen beinhalten vor allem die Entgelte für die Konzernabschlussprüfung und für die Prüfung der Abschlüsse der RWE AG und ihrer Tochterunternehmen. Zu den anderen Bestätigungsleistungen, die vergütet wurden, zählen die prüferische Durchsicht von Zwischenfinanzberichten, die Prüfung des internen Kontrollsystems (hier vor allem von IT-Systemen), Due-Diligence-Prüfungen und Aufwendungen im Zusammenhang mit gesetzlichen oder gerichtlichen Vorgaben. Die Honorare für Steuerberatungsleistungen umfassen insbesondere Vergütungen für die Beratung bei der Erstellung von Steuererklärungen und in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten sowie die Prüfung von Steuerbescheiden.

Tochterunternehmen der RWE AG haben im Berichtsjahr für Abschlussprüfungsleistungen von Unternehmen des BDO-Netzwerks Honorare 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 2012 in Teilen von der Befreiungsvorschrift des § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB Gebrauch gemacht:

- BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen
- GBV Fünfte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim
- 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 Cyrenaica GmbH, Hamburg

- RWE Dea E & P GmbH, Hamburg
- RWE Dea Idku GmbH, Hamburg
- RWE Dea International GmbH, Hamburg
- RWE Dea Nile GmbH, Hamburg
- RWE Dea North Africa/Middle East GmbH, Hamburg
- RWE Dea Suez GmbH, Hamburg
- RWE Dea Trinidad & Tobago GmbH, Hamburg
- RWE FiberNet GmbH, Essen
- RWE Gastronomie GmbH, Essen
- RWE IT GmbH, Essen
- RWE Offshore Logistics Company GmbH, Hamburg
- RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen
- RWE RWN Beteiligungsgesellschaft Mitte mbH, Essen
- RWE Technology GmbH, Essen
- RWE Trading Services GmbH, Essen

(37) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

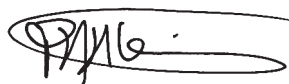
Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Lagebericht.

(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, 15. Februar 2013

Der Vorstand



Terium



Schmitz



Birnbaum



Fitting



Günther



Tigges

4.7 AUFSTELLUNG DES ANTEILSBESITZES (TEIL DES ANHANGS)

Aufstellung des Anteilsbesitzes gemäß § 285 Nr. 11 und § 313 Abs. 2 (i.V.m. § 315a I) HGB zum 31.12.2012

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Aktivabedrijf Wind Nederland B.V., Zwolle/Niederlande		100	59.182	15.976
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	20.673	730
Andromeda Wind S.r.l., Bozen/Italien		51	7.334	1.452
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg		53	37.778	3.470
A/V/E GmbH, Halle (Saale)		76	1.861	314
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	84.943	21.430
BC-Therm Energiatermelő és Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	3.917	564
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	4.518.743	- ¹
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.650	623
Biomasse Sicilia S.p.A., Enna/Italien		100	835	-805
BPR Energie Geschäftsbesorgung GmbH, Essen		100	17.301	27
Bristol Channel Zone Limited, Swindon/Großbritannien		100	-457	-279
BTB Netz GmbH, Berlin		100	25	- ¹
BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, Berlin		100	18.094	- ¹
Budapesti Elektromos Muvek Nyrt., Budapest/Ungarn		55	880.284	29.036
Carl Scholl GmbH, Köln		100	358	-170
Cegecom S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	12.738	2.835
Channel Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	-348	-131
Delta Gasservice B.V., Middelburg/Niederlande		100	-863	38
Dorcogen B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	198	-194
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Gundremmingen		100	8.591	-3.260
ELE Verteilnetz GmbH, Gelsenkirchen		100	25	-6.981
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	76.117	2.034
Electricity Plus Supply Limited, London/Großbritannien		100	48.398	18.470
Elektrizitätswerk Landsberg GmbH, Landsberg am Lech		100	3.137	200
Elektrocieplownia Bedzin S.A., Bedzin/Polen		70	21.775	2.461
ELES B.V., Arnhem/Niederlande		100	57.441	-30.538
ELMU Halozati Eloszto Kft., Budapest/Ungarn		100	935.093	42.157
ELMU-EMASZ Halozati Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	6.381	1.838
ELMU-EMASZ Ugyfelszolgalati Kft., Budapest/Ungarn		100	3.827	2.129
EMASZ Halozati Kft., Miskolc/Ungarn		100	305.544	16.786
Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen		50	41.071	29.071
Energie Direct B.V., Waalre/Niederlande		100	-37.914	-4.047
Energies France S.A.S. - Gruppe - (vorkonsolidiert)			34.057	1.346 ²
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		

1 Ergebnisabführungsvertrag
 2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
 4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
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 Développement France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
SAS Île de France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energis GmbH, Saarbrücken		64	141.859	27.677
energis-Netzgesellschaft mbH, Saarbrücken		100	25	- ¹
Energy Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	302.701	3.132
Energy Direct Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	264.090	7
Energy Resources BV, 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	314.430	5.813
Energy Resources Holding BV, 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	286.996	128.234
Energy Resources Ventures BV, 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	25.389	-31
Enerservice Maastricht B.V., Maastricht/Niederlande		100	92.479	3.500
envia AQUA GmbH, Chemnitz		100	510	- ¹
envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz	1	59	1.411.837	281.311
envia Netzservice GmbH, Kabelsketal		100	4.046	- ¹
envia SERVICE GmbH, Cottbus		100	2.927	1.927
envia TEL GmbH, Markkleeberg		100	11.075	2.297
envia THERM GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	63.155	- ¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, Chemnitz		100	56.366	- ¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen		100	175.781	31.765
eprimo GmbH, Neu-Isenburg		100	4.600	- ¹
Essent Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	4.591	-5.520
Essent Corner Participations B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	8.921	4.996
Essent Energie Belgie N.V., Antwerpen/Belgien		100	137.389	23.692
Essent Energie Productie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	849.122	99
Essent Energie Verkoop Nederland B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	163.974	40.687
Essent Energy Gas Storage B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	329	505
Essent Energy Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	-73	-222
Essent Energy Systems Noord B.V., Zwolle/Niederlande		100	5.299	1.011
Essent IT B.V., Arnhem/Niederlande		100	-198.856	-5.179
Essent Meetdatabedrijf B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-6.473	-2.225
Essent Nederland B.V., Arnhem/Niederlande		100	2.241.000	-23.000
Essent New Energy B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-16.436	-5.403
Essent N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	10.333.100	55.300
Essent Participations Holding B.V., Arnhem/Niederlande		100	205.943	110.745
Essent Personeel Service B.V., Arnhem/Niederlande		100	2.600	2.172
Essent Power BV, Arnhem/Niederlande		100	-52.054	-26.278
Essent Productie Geleen B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-1.525	1.311

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)
 220 Organe (Teil des Anhangs)
 224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Essent Projects B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-33.246	-5.110
Essent Retail Bedrijven B.V., Arnhem/Niederlande		100	295.238	-20.696
Essent Retail Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	119.509	43.973
Essent Retail Participations B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	17.385	3.073
Essent Sales Portfolio Management B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	314.393	108.904
Essent Service B.V., Arnhem/Niederlande		100	58.781	-20.358
Essent Wind Nordsee Ost Planungs- und Betriebsgesellschaft mbH, Helgoland		100	256	- ¹
Essent Zuid B.V., Waalre/Niederlande		100	106.601	1.857
Eszak-magyarországi Áramszolgáltató Nyrt., Miskolc/Ungarn		54	319.029	14.963
EuroSkyPark GmbH, Saarbrücken		51	96	5
EVIP GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	11.347	- ¹
EWK Nederland B.V., Groningen/Niederlande		100	-8.691	334
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, Stolberg		54	41.547	13.700
EZN Swentibold B.V., Geleen/Niederlande		100	1.950	1.282
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken		63	12.109	1.046
Fri-El Anzi Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	7.727	-319
Fri-El Anzi S.r.l., Bozen/Italien		100	24.163	547
Fri-El Guardionara Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	13.294	413
Fri-El Guardionara S.r.l., Bozen/Italien		100	37.856	5.107
Gas Plus Supply Limited, London/Großbritannien		100	-20.701	10.745
GBE - Gocher Bioenergie GmbH, Goch		80	1.508	-1.267
GBV Dreizehnte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH & Co. KG, Gundremmingen	94	94	-18.486	0
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	14.316	1.359
Gemeinschaftskraftwerk Steinkohle Hamm GmbH & Co. KG, Essen		78	50.000	-110.203
Georgia Biomass Holding LLC, Savannah/USA		100	47.656	2.489
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	34.126	-4.118
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund		100	75.271	-236
GISA GmbH, Halle (Saale)		75	9.445	3.845
Great Yarmouth Power Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.676	0
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	49.640	1.280
GWG Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		60	20.032	4.809
ICS adminservice GmbH, Leuna		100	661	122
Industriepark LH Verteilnetz GmbH, Chemnitz		100	100	- ¹
Innogy Cogen Ireland Limited, Dublin/Irland		100	1.568	787
Innogy Nordsee 1 GmbH, Hamburg		100	11.300	- ¹

1 Ergebnisabführungsvertrag
 2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
 4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

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)			10.090	–60 ²
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	314.153	61.778
JMP Net, s.r.o., Brno/Tschechien		100	417.576	31.541
KA Contracting ČR s.r.o., Prag/Tschechien		100	19.679	802
Kazinc-Therm Fűtőerőmű Kft., Kazincbarcika/Ungarn		100	392	–945
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
KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mbH, Essen		100	696.225	– ¹
Knabs Ridge Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	4.277	1.275
Kraftwerksbeteiligungs-OHG der RWE Power AG und der E.ON Kernkraft GmbH, Lingen (Ems)		88	144.433	5.010
Krzecin Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	–16	–17
KW Eemsmond B.V., Zwolle/Niederlande		100	8.815	966
Lechwerke AG, Augsburg		90	385.426	70.735
LEW Anlagenverwaltung GmbH, Gundremmingen		100	224.414	16.260
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	6.002	4.803
LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg		100	4.816	– ¹
Lindhurst Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.060	704
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	19.322	8.646
Magyar Áramszolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	5.037	3.550
Mátrai Erőmű Zártkörűen Működő Részvénytársaság, Visonta/Ungarn		51	352.100	62.413
MEWO Wohnungswirtschaft GmbH & Co. KG, Halle (Saale)		100	10.715	1.767
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Halle (Saale)		75	146.488	52.702
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Kabelsketal		100	25	– ¹
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Halle (Saale)		100	24	– ¹
Mittlere Donau Kraftwerke AG, München		40 ⁴	5.113	0
NET4GAS, s.r.o., Prag/Tschechien		100	1.605.212	269.528
NEW AG, Mönchengladbach		43 ⁴	144.702	40.873
NEW Netz GmbH, Geilenkirchen		100	47.415	12.035
NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, Mönchengladbach		100	1.000	2.203
NEW Niederrhein Wasser GmbH, Viersen		100	11.350	1.350
NEW Service GmbH, Mönchengladbach		100	100	902
NEW Tönisvorst GmbH, Tönisvorst		95	5.961	2.257
NEW Viersen GmbH, Viersen		100	38.714	8.380
Npower Business and Social Housing Limited, Swindon/Großbritannien		100	–417	–3.100
Npower Cogen (Hythe) Limited, Swindon/Großbritannien		100	22.440	1.724

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)
 220 Organe (Teil des Anhangs)
 224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Npower Cogen Limited, Swindon/Großbritannien		100	225.180	17.884
Npower Cogen Trading Limited, Swindon/Großbritannien		100	-717	7.772
Npower Commercial Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-13.433	8.837
Npower Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	180.507	49.323
Npower Financial Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	-349	30
Npower Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-308.838	-12.593
Npower Limited, Swindon/Großbritannien		100	-282.931	27.712
Npower Northern Limited, Swindon/Großbritannien		100	-490.119	-119.461
Npower Yorkshire Limited, Swindon/Großbritannien		100	-656.453	-34.486
Npower Yorkshire Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		90	3.199	-17.780
Octopus Electrical Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.873	-335
OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein		100	8.364	- ¹
Oval (2205) Limited, Swindon/Großbritannien		100	-5.882	0
Ózdi Erőmű Távhőtermelő és Szolgáltató Kft., Kazincbarcika/Ungarn		100	1.216	24
Park Wiatrowy Nowy Staw Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	4	-5
Park Wiatrowy Suwalki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	7.895	-1.132
Park Wiatrowy Tychowo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.379	-1.424
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	49.512	2.608
Plus Shipping Services Limited, London/Großbritannien		100	19.321	4.706
Powerhouse B.V., Almere/Niederlande		100	31.550	16.373
RE GmbH, Köln		100	12.463	- ¹
Regenesys Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	1.648
Regenesys Technologies Limited, Swindon/Großbritannien		100	734	6
regionetz GmbH, Düren		100	37	-20
Restabwicklung SNR 300 GmbH, Essen		100	4.164	-164
Rheinbraun Benelux N.V., Wondelgem/Belgien		100	9.605	28
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	63.316	- ¹
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	- ¹
Rheinkraftwerk Albruck-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	30.728	1.757
rhenag Beteiligungs GmbH, Köln		100	25	- ¹
rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, Köln		67	151.699	37.500
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta		100	48.300	93
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	5.918	7.335
RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, Gundremmingen	51	100	354.041	25.454
RSB LOGISTIC GMBH, Köln		100	19.304	- ¹
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	76.681	39.987
RWE & Turcas Enerji Töptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	595	-223
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		69	174.446	-5.575
RWE Aktiengesellschaft, Essen			10.058.053	1.353.390
RWE Aqua GmbH, Berlin		100	233.106	- ¹
RWE Aqua Holdings GmbH, Essen	100	100	500.950	- ¹

1 Ergebnisabführungsvertrag
 2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
 4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Benelux Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	3.824.500	331.900
RWE Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen	100	100	7.820.490	- ¹
RWE Beteiligungsverwaltung Ausland GmbH, Essen	100	100	435.420	- ¹
RWE Česká republika a.s., Prag/Tschechien		100	874.076	-724
RWE Consulting GmbH, Essen		100	1.555	- ¹
RWE Dea AG, Hamburg		100	1.407.379	- ¹
RWE Dea Cyrenaica GmbH, Hamburg		100	26	- ¹
RWE Dea E & P GmbH, Hamburg		100	32.930	- ¹
RWE Dea Global Limited, London/Großbritannien		100	1	0
RWE Dea Idku GmbH, Hamburg		100	13.772	- ¹
RWE Dea International GmbH, Hamburg		100	290.741	- ¹
RWE Dea Nile GmbH, Hamburg		100	130.581	- ¹
RWE Dea Norge AS, Oslo/Norwegen		100	207.697	59.311
RWE Dea North Africa/Middle East GmbH, Hamburg		100	130.025	- ¹
RWE Dea Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	46	-23
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	293.002	312
RWE Dea UK SNS Limited, London/Großbritannien		100	142.285	-32.238
RWE Deutschland Aktiengesellschaft, Essen	12	100	508.662	- ¹
RWE Distribuční služby, s.r.o., Brno/Tschechien		100	20.155	16.883
RWE East, s.r.o., Prag/Tschechien	2	100	518	476
RWE Eemshaven Holding B.V., Arnhem/Niederlande		100	-59.563	-36.193
RWE Effizienz GmbH, Dortmund		100	25	- ¹
RWE Energetyka Trzemeszno Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	1.725	0
RWE Energie, a.s., Ústí nad Labem/Tschechien		100	163.279	56.006
RWE Energiedienstleistungen GmbH, Dortmund		100	17.911	- ¹
RWE Energy Beteiligungsverwaltung Luxemburg S.A.R.L., Luxemburg/Luxemburg		100	85.887	8.989
RWE FiberNet GmbH, Essen		100	25	- ¹
RWE Finance B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100	100	10.111	2.582
RWE Gas International N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100	100	5.422.554	252.257
RWE Gas Slovensko, s.r.o., Košice/Slowakei		100	2.843	426
RWE Gas Storage, s.r.o., Prag/Tschechien		100	636.192	84.722
RWE GasNet, s.r.o., Ústí nad Labem/Tschechien		100	320.618	35.884
RWE Gasspeicher GmbH, Dortmund	100	100	350.087	- ¹
RWE Gastronomie GmbH, Essen		100	133	- ¹
RWE Generation SE, Karlstein	100	100	186.856	- ¹
RWE Grid Holding, a.s., Prag/Tschechien		100	42.943	2
RWE Hungaria Tanacsado Kft., Budapest/Ungarn		100	9.687	2.683

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)

220 Organe (Teil des Anhangs)

224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Innogy AERSA S.A.U.– Gruppe – (vorkonsolidiert)			358.930	14.813 ²
Danta de Energías, S.A., Soria/Spanien		99		
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas, S.L., Soria/Spanien		95		
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		
RWE Innogy Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	1.399	–2.223
RWE Innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	201	– ¹
RWE Innogy Cogen Beteiligungs GmbH, Dortmund		100	7.350	– ¹
RWE Innogy GmbH, Essen	100	100	653.471	– ¹
RWE Innogy Italia S.p.A., Bozen/Italien		100	52.432	–55.352
RWE Innogy Lüneburger Heide Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Walsrode		100	25	– ¹
RWE Innogy Mistral Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	– ¹
RWE Innogy Sandbostel Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sandbostel		100	25	– ¹
RWE Innogy (UK) Ltd., Swindon/Großbritannien		100	1.342.850	–7.400
RWE Innogy Windpark GmbH, Essen		100	31.825	– ¹
RWE Innogy Windpower Hannover GmbH, Hannover		100	77.373	– ¹
RWE Innogy Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	–20.498	–3.862
RWE Interní služby, s.r.o., Prag/Tschechien		100	5.658	2.281
RWE IT Czech s.r.o., Brno/Tschechien	1	100	7.714	460
RWE IT GmbH, Essen	100	100	22.724	– ¹
RWE IT MAGYARORSZÁG Kft., Budapest/Ungarn		100	642	241
RWE IT Poland Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.799	142
RWE IT Slovakia s.r.o., Košice/Slowakei	15	100	2.287	2.246
RWE IT UK Ltd., Swindon/Großbritannien		100	–2.286	–8.682
RWE KAC Dezentrale Energien GmbH & Co. KG, Dortmund		100	9.401	–3
RWE Key Account CZ, s.r.o., Prag/Tschechien		100	3.051	865
RWE Kundenservice GmbH, Bochum		100	25	– ¹
RWE Metering GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	25	– ¹
RWE Netzservice GmbH, Siegen		100	25	– ¹
RWE Npower Group Limited, Swindon/Großbritannien		100	44.647	3.970
RWE Npower Holdings plc, Swindon/Großbritannien		100	1.721.603	3.695
RWE Npower plc., Swindon/Großbritannien		100	1.487.563	–43.107
RWE Npower Renewables (Galloper) No. 1 Limited, Swindon/Großbritannien		100	–7	–7
RWE Npower Renewables (Galloper) No. 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	–7	–7
RWE Npower Renewables Limited, Swindon/Großbritannien		100	896.252	–9.186
RWE Npower Renewables (Markinch) Limited, Swindon/Großbritannien		100	–5.196	–3.898
RWE Npower Renewables (NEWCO)1 Limited, Swindon/Großbritannien		100	23	34
RWE Npower Renewables (NEWCO)2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	23	34
RWE Npower Renewables (NEWCO)3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	23	34
RWE Npower Renewables (NEWCO)4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	70	103
RWE Npower Renewables (Stallingborough) Limited, Swindon/Großbritannien		100	–5.380	–68

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Offshore Logistics Company GmbH, Hamburg		100	30	- ¹
RWE Offshore Wind Nederland B.V., Utrecht/Niederlande		100	220	-660
RWE Plynoprojekt, s.r.o., Prag/Tschechien		100	3.845	943
RWE Polska Contracting Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	3.474	556
RWE Polska S.A., Warschau/Polen		100	532.209	93.219
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	3.476.964	- ¹
RWE Renewables Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	58.866	-29
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	25.328	-378
RWE Seabreeze II GmbH & Co. KG, Bremerhaven		100	23.159	-2.735
RWE Service CZ, s.r.o., Prag/Tschechien		100	481	83
RWE Service GmbH, Dortmund	100	100	248.451	- ¹
RWE Solutions Ireland Limited, Dublin/Irland		100	12.186	1.773
RWE Solutions UK Limited, Bristol/Großbritannien		100	20.302	-108
RWE Stoen Operator Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	670.720	24.849
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	6.214	6.214
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.800	- ¹
RWE Supply & Trading Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	688.532	-37.800
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	423.967	32.896
RWE Supply & Trading Switzerland S.A., Genf/Schweiz		100	41.559	-263.339
RWE Technology GmbH, Essen		100	25	- ¹
RWE Technology Tasarim ve Mühendislik Danismanlik Ticaret Limited Sirketi, Istanbul/Türkei		100	2.384	1.552
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	344	38
RWE Trading Americas Inc., New York/USA		100	33.656	13.633
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.735	- ¹
RWE Transgas, a.s., Prag/Tschechien		100	1.510.325	150.844
RWE Turkey Holding A.S., Istanbul/Türkei	100	100	70.423	3.820
RWE Vertrieb Aktiengesellschaft, Dortmund		100	16.143	- ¹
RWE Zákaznické služby, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	2.385	1.949
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, Mülheim an der Ruhr		80	75.978	10.134
Saarwasserkraftwerke GmbH, Essen		100	14.368	- ¹
Scarcroft Investments Limited, Swindon/Großbritannien		100	-13.740	0
Scaris Investment Limited, Sliema/Malta	100	100	3.864.239	211.495
Schwäbische Entsorgungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	18.748	1.117
Severomoravská plynárenská, a.s., Ostrava/Tschechien		68	197.583	34.501
Sinergy Energiaszolgáltató, Beruházó és Tanácsadó Kft., Budapest/Ungarn		100	31.374	2.358
SMP Net, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	270.792	27.422
Speicher Breitbrunn/Eggstätt RWE Dea & Storengy, Hamburg		80	0	19.038

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)
 220 Organe (Teil des Anhangs)
 224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

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	13.246	-408
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	11.070	3.797
Stadtwärme Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		100	2.970	- ¹
STADTWERKE DÜREN GMBH, Düren		75	27.934	7.169
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		51	13.902	3.912
Südwestsächsische Netz GmbH, Crimmitschau		100	757	306
Süwag Beteiligungs GmbH, Frankfurt am Main		100	4.425	- ¹
Süwag Energie AG, Frankfurt am Main		78	402.375	99.500
Süwag Vertrieb AG & Co. KG, Frankfurt am Main		100	680	- ¹
Süwag Wasser GmbH, Frankfurt am Main		100	318	- ¹
Syna GmbH, Frankfurt am Main		100	4.939	- ¹
Taciewo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-62	-30
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	444	155
Tisza-Therm Fűtőerőmű Kft., Tiszaújváros/Ungarn		100	315	-417
Tisza-WTP Vízelőkészítő és Szolgáltató Kft., Tiszaújváros/Ungarn		100	1.859	308
Transpower Limited, Dublin/Irland		100	3.233	884
Triton Knoll Offshore Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	-7.576	-98
Überlandwerk Krumbach GmbH, Krumbach		75	4.858	920
VCP Net, s.r.o., Hradec Králové/Tschechien		100	207.289	18.064
Verteilnetz Plauen GmbH, Plauen		100	22	- ¹
Volta Limburg B.V., Schinnen/Niederlande		89	24.848	6.950
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken		50	168.655	23.626
VSE Net GmbH, Saarbrücken		100	13.486	1.400
VSE Verteilnetz GmbH, Saarbrücken		100	25	- ¹
VWS Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, Lichtenstein		98	25.666	1.024
Východočeská plynárenská, a.s., Hradec Králové/Tschechien		67	135.744	25.195
Wendelsteinbahn GmbH, Brannenburg		100	2.670	153
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, Brannenburg		100	38	-202
Westnetz GmbH, Wesel		100	25	- ¹
Westnetz GmbH, Recklinghausen		100	283	- ¹
Windpark Bentrop Betriebsgesellschaft mbH, Barntrop		100	25	- ¹
Windpark Westereems B.V., Zwolle/Niederlande		100	7.840	75
Windpark Zuidwester B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	18	0
WINKRA Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hörup		100	26	- ¹
WINKRA Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	- ¹
WINKRA Messingen Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Messingen		100	25	- ¹
WINKRA Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sommerland		100	26	- ¹
WINKRA Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	372	591
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	120	441
WVP – Wärmeversorgung Plauen GmbH, Plauen		100	260	- ¹
YE Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-108.231	0
Yorkshire Energy Limited, Bristol/Großbritannien		100	13.740	0

1 Ergebnisabführungsvertrag
 2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
 4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

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	398	6
Agora GmbH, Mannheim		100	59	5
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	-70.980	-832
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, Schwalmatal		100	-983	-186
bildungszentrum energie GmbH, Halle (Saale)		100	612	137
Bioenergie Bad Wimpfen GmbH & Co. KG, Bad Wimpfen		51	1.901	-47
Bioenergie Bad Wimpfen Verwaltungs GmbH, Bad Wimpfen		100	25	0
Bioenergie Kirchspiel Anhausen GmbH & Co. KG, Anhausen		100	25	0
Bioenergie Kirchspiel Anhausen Verwaltungs-GmbH, Anhausen		51	1.409	-22
Biogasanlage Schwalmatal GmbH, Schwalmatal		99	31	2
BRAWA, a.s., Prag/Tschechien		100	80	0
Brims Ness Tidal Power Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Burgar Hill Wind Farm 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
Carsphairn Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		100	1	0
Causeymire Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Central de Biomasa de la Vega, S.L.U., Alcobendas/Spanien		100	114	-159
Comco MCS S.A., Luxemburg/Luxemburg		95	430	236
Craigilee Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Culbin Farm Wind Farm 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
Doggerbank Project 4A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		3
Doggerbank Project 4B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		3
Doggerbank Project 5A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		3
Doggerbank Project 5B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		3
Doggerbank Project 6A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		3
Doggerbank Project 6B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100		3
ECS – Elektrárna Čechy-Střed, a.s., Prag/Tschechien		51	2.168	-1.419

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)

220 Organe (Teil des Anhangs)

224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

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. €
EDON Group Costa Rica S.A., San Jose/Costa Rica		100	837	-133
EL-Pöför Eptési és Üzemeltetési Kft., Budapest/Ungarn		100	613	60
ENCON ENergie CONtract GmbH, Hannover		100	960	-94
Energetyka Wschod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	36	0
Energetyka Zachod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	57	4
Energiegesellschaft Leimen GmbH & Co. KG, Leimen		75	-4	-5
Energiegesellschaft Leimen Verwaltungsgesellschaft mbH, Leimen		75	22	-3
energienatur Gesellschaft für Erneuerbare Energien mbH, Siegburg		100		³
enviaM Erneuerbare Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Markkleeberg		100	26	1
ESK GmbH, Dortmund		100	128	1.653
e2 Energie GmbH, Ahrensfelde		100	1.660	469
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	13.952	594
GBV Achtundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	- ¹
GBV Einundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	- ¹
GBV Neunundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	24	- ¹
GBV Siebenundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	- ¹
GBV Verwaltungsgesellschaft mbH, Gundremmingen	94	94	17	-1
GBV Zweiundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	- ¹
GKB Gesellschaft für Kraftwerksbeteiligungen mbH, Cottbus		100	132	-59
GkD Gesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Siegburg		100	62	9
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	26	9
GWG Netzgesellschaft GmbH, Grevenbroich		100	100	0
HM&A Verwaltungs GmbH i.L., Essen		100	378	1
Hospitec Facility Management GmbH, Saarbrücken		100	-1.794	-6
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Soria/Spanien		100	428	0
Infrastrukturgesellschaft Netz Lübz mbH, Hannover		100	4	-13
KA Contracting SK s.r.o., Banská Bystrica/Slowakei		100	948	-146
KAWAG AG Co. KG, Frankfurt am Main		100		³
KAWAG Netz GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main		100		³
KAWAG Netz Verwaltungsgesellschaft mbH, Frankfurt am Main		100		³
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	598	98
Kieswerk Kaarst Verwaltungs GmbH, Bergheim		51	27	0
Kiln Pit Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
KUP Berlin Brandenburg GmbH, Berlin		100	372	-1.952
KUP Nordrhein-Westfalen GmbH, Dortmund		100	199	-301
KWS Kommunal-Wasserversorgung Saar GmbH, Saarbrücken		100	30	- ¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

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. €
Leitungspartner GmbH, Düren		100		³
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Lößnitz Netz GmbH & Co. KG, Lößnitz		100		³
Lößnitz Netz Verwaltungs GmbH, Lößnitz		100		³
Lupus 11 GmbH, Grünwald		100	26	1
Lupus 11 GmbH & Co. Solarpark Haunsfeld II KG, Mörsheim		100	1.122	26
LYNEMOUTH POWER LIMITED, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Mátra Erőmű Központi Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	2.789	385
Meterplus Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
MEWO Wohnungswirtschaft Verwaltungs-GmbH, Halle (Saale)		100	44	2
Middlemoor Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
MIROS Mineralische Rohstoffe, GmbH i.L., Bergheim		100	0	0
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH, Chemnitz		100	24	-1
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, Rheda-Wiedenbrück		100		³
Netzwerke Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		100	50	- ¹
NEW Re GmbH, Mönchengladbach		75	100	0
NEW Schwalm-Nette GmbH, Viersen		100	6.889	1.016
NEW Schwalm-Nette Netz GmbH, Viersen		100	25	-273
Niederrheinwerke Impuls GmbH, Greifarth		67	699	306
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	133	1
Oschatz Netz GmbH & Co. KG, Oschatz		100		³
Oschatz Netz Verwaltungs GmbH, Oschatz		100		³
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	46	-69
Park Wiatrowy Elk Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	9	-1
Park Wiatrowy Gaworzyce Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-261	-284
Park Wiatrowy Mściwojów Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-62	-51
Park Wiatrowy Prudyszki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2	-7
Park Wiatrowy Smigiel I Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-99	-75
Park Wiatrowy Znín Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	9	1
Projecta 15 GmbH, Saarbrücken		100	15	-3
Projecta 5 – Entwicklungsgesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Saarbrücken		100	19	-2
Rain Biomasse Warmesellschaft mbH, Rain		75	3.507	0
RD Hanau GmbH, Hanau		100	0	-423
Rebyl Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
ReEnergie Niederrhein Biogas Schwalmthal GmbH & Co. KG, Schwalmthal		64	1.630	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)
 220 Organe (Teil des Anhangs)
 224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

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. €
Rheinland Westfalen Energiepartner GmbH, Essen		100	5.369	- ¹
rhenagbau GmbH, Köln		100	1.258	- ¹
ROTARY-MATRA Kútúró és Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	793	16
RWE & Turcas Dogalgaz Ithalat ve Ihracat A.S., Istanbul/Türkei		100	60	-14
RWE & Turcas Kuzey Elektrik Üretim Anonim Sirketi, Ankara/Türkei		70	19	-14
RWE Aqua International GmbH, Essen		100	98	- ¹
RWE DEA Ukraine LLC, Kiew/Ukraine		100	73	-195
RWE East Bucharest S.R.L, Bukarest/Rumänien		100	907	-540
RWE EUROtest Gesellschaft für Prüfung-Engineering-Consulting mbH, Dortmund		100	51	- ¹
RWE Gas Transit, s.r.o., Prag/Tschechien		100	4.949	-16
RWE Group Business Services GmbH, Essen		100	23	- ¹
RWE Hrvatska d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	56	51
RWE Innogy d.o.o. za koristenje obnovljivih izvora energije, Sarajevo/Bosnien-Herzegowina		100	105	-135
RWE Innogy Holding S.R.L., Bukarest/Rumänien		100	-44	-43
RWE Innogy Kaskasi GmbH, Hamburg		100	76	- ¹
RWE Innogy Serbia d.o.o., Belgrad/Serbien		100	1	0
RWE Innogy Windpark Bedburg GmbH & Co. KG, Essen		100		³
RWE Innogy Windpark Bedburg Verwaltungs GmbH, Essen		100		³
RWE Innogy Windpark Jüchen GmbH & Co. KG, Essen		100		³
RWE Innogy Windpark Jüchen Verwaltungs GmbH, Essen		100		³
RWE KAC Dezentrale Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Dortmund		100	19	-1
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.723	-190
RWE POLSKA Generation Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	508	-103
RWE Power Benelux B.V., Hoofddorp/Niederlande		100	646	14
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	232	23
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	- ¹
RWE Power Climate Protection Southeast Asia Co., Ltd., Bangkok/Thailand		100	0	0
RWE Power Zweite Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Grevenbroich		100	24	-1
RWE Principal Investments (3) Limited, Nova Scotia/Kanada		100		³
RWE Principal Investments (4) Limited Partner, Nova Scotia/Kanada		100		³
RWE Rhein Oel Ltd., London/Großbritannien		100	-1	0
RWE Seabreeze I Verwaltungs GmbH, Bremerhaven		100	31	28
RWE Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Bremerhaven		100	31	28
RWE Stiftung gemeinnützige GmbH, Essen	100	100	59.183	170
RWE Trading Services Ltd., Swindon/Großbritannien		100	936	71
RWE WP 4 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	272	-19

1 Ergebnisabführungsvertrag
 2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
 4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

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-EnBW Magyarországi Energiaszolgáltató Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		70	273	102
SASKIA Informations-Systeme GmbH, Chemnitz		90	596	181
SchlauTherm GmbH, Saarbrücken		75	138	59
Securum AG, Zug/Schweiz		100	3.015	33
Snowgoat Glen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Stadtwerke Korschenbroich GmbH, Mönchengladbach		100		³
Steinkohlendoppelblock Verwaltungs GmbH, Essen		100	206	50
Stoen Nieruchomosci Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-485	11
Stroupster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Süwag Erneuerbare Energien GmbH, Frankfurt am Main		100	124	-1
Süwag Vertrieb Management GmbH, Frankfurt am Main		100	24	0
Taff-Ely Wind Farm Project Limited, Swindon/Großbritannien		100	107	0
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	351	-4
Thermolux S.a.r.l., Luxemburg/Luxemburg		100	582	-875
Thyssengas-Unterstützungskasse GmbH, Dortmund		100	75	-38
Tisza BioTerm Kft., Budapest/Ungarn		60	2	0
TWS Technische Werke der Gemeinde Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		51	3.015	543
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein		80	5.711	31
VKN Saar Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Ens Dorf		51	44	2
VKN Saar Gesellschaft für Verwertung von Kraftwerksnebenprodukten und Ersatzbrennstoffen mbH & Co. KG, Ens Dorf		51	50	192
VSE – Windpark Merchingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		100	2.267	-533
VSE – Windpark Merchingen Verwaltungs GmbH, Saarbrücken		100	55	2
VSE Stiftung gGmbH, Saarbrücken		100	2.558	23
Wabea Wasserbehandlungsanlagen Berlin GmbH i.L., Berlin		100	420	19
Wärmeversorgung Schwaben GmbH, Augsburg		100	64	0
WLN Wasserlabor Niederrhein GmbH, Mönchengladbach		60	326	0

¹ Ergebnisabführungsvertrag

² Daten aus dem Konzernabschluss

³ Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

⁴ Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)

220 Organe (Teil des Anhangs)

224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	733.100	82.100
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51	23.167	204
ATBERG – Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	2.347	21
AVA Abfallverwertung Augsburg GmbH, Augsburg		25	21.610	5.025
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, Gevelsberg		50	101.813	14.400
BC-Eromu Kft., Miskolc/Ungarn		74	17.848	2.346
BEW Netze GmbH, Wipperfürth		61	9.917	1.264
Blackhawk Mining LLC, Lexington/USA		25	102.134	-8.361 ²
Budapesti Disz- es Közvilagitsi Korlatolt Felelőssegű Tarsasag, Budapest/Ungarn		50	30.731	1.241
C-Power N.V., Zwijndrecht/Belgien		27	166.276	-3.050
Delesto B.V., Delfzijl/Niederlande		50	59.880	3.449
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	168.019	2.602
EAH Holding B.V., Heerenveen/Niederlande		33	4.193	0
EdeA VOF, Geleen/Niederlande		50	36.300	1.964
EGG Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		50	9.393	1.933
Electrisk Verzekeringsmaatschappij N.V., Arnhem/Niederlande		25	11.340	346
Elsta B.V., Middelburg/Niederlande		25	194	176
Elsta B.V. & CO C.V., Middelburg/Niederlande		25	1.333	7.241
Energie Nordeifel GmbH & Co. KG, Kall		50	11.231	3.071 ²
Energie- und Wasserversorgung Altenburg GmbH, Altenburg		30	29.761	3.128
Energieversorgung Guben GmbH, Guben		45	5.613	469
Energieversorgung Hürth GmbH, Hürth		25	4.961	0
Energieversorgung Oberhausen AG, Oberhausen		10	30.305	0
Energiewacht N.V., Veendam/Niederlande		50	21.196	3.425
ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers		20	38.216	9.046
Enovos International S. A., Luxemburg/Luxemburg		18	717.031	40.078
Éoliennes de Mounés S.A.S., Paris/Frankreich		50	-3.587	935
EPZ – N.V. Elektriciteits Produktiemij Zuid-Nederland, Borssele/Niederlande		30	45.408	21.577
EWR Aktiengesellschaft, Worms		2	74.307	18.023
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms		50	144.232	18.132
Excelerate Energy LLC, The Woodlands/USA		50	9.141	0
Excelerate Energy LP, The Woodlands/USA		50	-9.212	-88.947 ²
Exemplar NV, Brüssel/Belgien		15	715	699
Expedient NV, Antwerpen/Belgien		15	712	477
Exquisite NV, Antwerpen/Belgien		15	1.310	433
Fovarosi Gazmuvek Zrt., Budapest/Ungarn		50	147.453	28.558
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), Freiberg		30	8.948	1.663
Fri-El S.p.A., Bozen/Italien		50	15.432	-1.550 ²

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
FSO GmbH & Co. KG, Oberhausen		50	21.562	10.498 ²
Geas Energiewacht B.V., Enschede/Niederlande		50	9.584	1.597
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen		28	905	2.020 ²
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	90.280	7.512
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	114.142	6.647
Gwynt Y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		60	-3.458	-37
HIDROERG – Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	9.139	898
Hungáriavíz Vagyongézelő Zrt., Budapest/Ungarn		49	46.125	2.798
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG, Essen		78	47.433	-6.161
Innogy Venture Capital GmbH, Essen		75	118	93
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich		49	566.843	87.297
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG, Klagenfurt/Österreich		13	587.954	91.890 ²
Kemkens B.V., Oss/Niederlande		49	12.901	4.819
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG, Neunkirchen		29	72.714	9.500
Konsortium Energieversorgung Opel oHG der RWE Innogy GmbH und der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, Karlstein		67	29.299	10.804
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr		49	21.972	0
Mingas-Power GmbH, Essen		40	5.080	4.410
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf		27	4.865	309
Pfalzwerke Aktiengesellschaft, Ludwigshafen		27	191.648	17.257 ²
Pistazit Anlagen-Vermietungs GmbH & Co. Objekt Willich KG, Mainz		100	460	752
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mbH, Neuss		50	254	-15
Projecta 14 GmbH, Saarbrücken		50	39.456	1.722
Propan Rheingas GmbH & Co KG, Brühl		30	14.537	52
Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o., Dabrowa Górnicza/Polen		34	31.394	1.658
Regionalgas Euskirchen GmbH & Co. KG, Euskirchen		43	56.763	11.052
RheinEnergie AG, Köln		20	716.918	195.304
Rhein-Main-Donau AG, München		22	110.169	0
Sampi Anlagen-Vermietungs GmbH & Co. Objekt Meerbusch KG, Mainz		100	377	1.330
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg (Baden)		50	59.339	2.809
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., Zagreb/Kroatien		50	1.672	347
Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Siegen		25	21.781	3.308
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg		40	12.953	-491 ²
SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, Cottbus		33	35.663	7.103
SSW Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co. KG, St. Wendel		50	20.215	2.096
Stadtwerke Bernburg GmbH, Bernburg		45	31.709	5.976
Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, Bitterfeld-Wolfen		40	20.175	1.648

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)
 220 Organe (Teil des Anhangs)
 224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stadtwerke Bühl GmbH, Bühl		30	21.757	0
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg		20	163.071	5.662
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Dülmen		50	26.306	3.546
Stadtwerke Emmerich GmbH, Emmerich am Rhein		25	12.115	3.282
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, Essen		29	117.257	26.529
Stadtwerke Geldern GmbH, Geldern		49	11.201	3.221
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, Bad Kreuznach		25	39.925	0
Stadtwerke Kirn GmbH, Kirn		49	1.951	355
Stadtwerke Meerane GmbH, Meerane		24	11.974	1.631
Stadtwerke Merseburg GmbH, Merseburg		40	20.392	3.347
Stadtwerke Merzig GmbH, Merzig		50	15.906	1.677
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, Neuss		25	88.344	11.426
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald		50	4.818	1.453
Stadtwerke Ratingen GmbH, Ratingen		25	48.221	4.775
Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, Reichenbach		24	11.974	1.922
Stadtwerke Remscheid GmbH, Remscheid		25	148.146	7.356 ²
Stadtwerke Saarlouis GmbH, Saarlouis		49	33.522	4.495
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert		50	82.005	10.724
Stadtwerke Weißenfels GmbH, Weißenfels		24	23.044	4.274
Stadtwerke Willich GmbH, Willich		25	12.581	3.338
Stadtwerke Zeitz GmbH, Zeitz		24	20.434	3.050
Südwestfalen Energie und Wasser AG, Hagen		19	223.215	14.177 ²
TCP Petcoke Corporation, Dover/USA		50	18.745	19.054 ²
TE Plomin d.o.o., Plomin/Kroatien		50	32.019	1.530
TVK Eromu Termelo es Szolgálató Korlátolt Felelősségű Társaság, Tiszaújváros/Ungarn		74	17.578	5.176
URANIT GmbH, Jülich		50	91.780	29.747
Vliegassunie B.V., De Bilt/Niederlande		43	2.956	608
VOF Dobbestroom, Veendam/Niederlande		50	14.076	119
VOF Hunzestroom, Veendam/Niederlande		50	10.462	248
Východoslovenská energetika a.s., Košice/Slowakei	49	49	247.029	96.129 ²
Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel GmbH, St. Wendel		28	19.931	1.175
WBM Wirtschaftsbetriebe Meerbusch GmbH, Meerbusch		40	21.139	3.414
WestEnergie und Verkehr GmbH, Geilenkirchen		50	37.075	7.121
Zagrebacke otpadne vode d.o.o., Zagreb/Kroatien		48	138.097	20.900
Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., Zagreb/Kroatien		33	3.813	3.827
Zephyr Investments Limited, Swindon/Großbritannien		33	-30.173	1.480 ²
Zwickauer Energieversorgung GmbH, Zwickau		27	37.360	12.522

1 Ergebnisabführungsvertrag
 2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
 4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

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	478	248
Astralis S.A., Betzdorf/Luxemburg		49	-62	-11
Awotec Gebäude Servicegesellschaft mbH, Saarbrücken		48	95	-1
Bäderbetriebsgesellschaft St. Ingbert GmbH, St. Ingbert		49	58	2
BIG Breitband-Infrastrukturges. Cochem Zell mbH, Cochem-Zell		21		³
Biogas Mönchengladbach-Süd GmbH & Co. KG, Mönchengladbach		50	25	0
Breer Gebäudedienste Heidelberg GmbH, Heidelberg		45	290	169
Brockloch Rig Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		50	1	0
CARBON CDM Korea Ltd., Seoul/Südkorea		49	8.998	8.692
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	-577	536
CARBON Egypt Ltd., Kairo/Ägypten		49	5.351	5.622
Caspian Energy Company Limited, London/Großbritannien		50	1	0
CUT! Energy GmbH, Essen		49		³
CZT Valašské Meziříčí s.r.o., Valašské Meziříčí/Tschechien		20	147	61
DES Dezentrale Energien Schmalkalden GmbH, Schmalkalden		30	57	15
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, Gorleben		31	662	161
D&S Geo Innogy GmbH, Essen		50	661	-80
ELE-GEW Photovoltaikgesellschaft mbH, Gelsenkirchen		50	66	46
ELE-RAG Montan Immobilien Erneuerbare Energien GmbH, Bottrop		50		³
ELE-Scholven-Wind GmbH, Gelsenkirchen		30	657	146
Enercraft Energiemanagement OHG haftungsbeschränkt, Frankfurt am Main		50	1.633	75
Energie BOL GmbH, Ottersweier		50		³
Energie Nordeifel Beteiligungs-GmbH, Kall		50	27	2
Energie Service Saar GmbH, Völklingen		50	-1.663	-263
Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG, Beckum		49	4.733	2.472
Energieversorgung Beckum Verwaltungs-GmbH, Beckum		49	47	2
Energieversorgung Marienberg GmbH, Marienberg		49	1.770	856
Energieversorgung Oelde GmbH, Oelde		46	6.323	1.044
Enerventis GmbH & Co. KG, Saarbrücken		33	1.090	243
Ensys AG, Frankfurt am Main		25	1.476	-1.546
Eólica de la Mata, S.A., Soria/Spanien		26	607	0
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		50	78	4
Erdgasversorgung Industriepark Leipzig Nord GmbH, Leipzig		50	493	58
Erdgasversorgung Oranienburg GmbH, Oranienburg		24	6.017	758
ESG Energie Schmallenberg GmbH, Schmallenberg		44		³
EWC Windpark Cuxhaven GmbH, München		50	653	385
EWV Baesweiler GmbH & Co. KG, Baesweiler		45		³
EWV Baesweiler Verwaltungs GmbH, Baesweiler		45		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)

220 Organe (Teil des Anhangs)

224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

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. €
FAMOS – Facility Management Osnabrück GmbH, Osnabrück		49	101	4
Fernwärmeversorgung Zwönitz GmbH, Zwönitz		50	2.687	347
Forewind Limited, Swindon/Großbritannien		25	0	0
FSO Verwaltungs-GmbH, Oberhausen		50	31	1
Galloper Wind Farm Limited, Reading/Großbritannien		50	3	3
Gas Service Freiberg GmbH, Freiberg		29	163	201
Gas- und Wasserwerke Bous-Schwalbach GmbH, Bous		49	13.638	3.771
Gasgesellschaft Kerken Wachtendonk mbH, Geldern		49	2.223	254
Gasversorgung Delitzsch GmbH, Delitzsch		49	5.332	587
Gemeindewerke Everswinkel GmbH, Everswinkel		45	3.940	795
Gemeindewerke Namborn GmbH, Namborn		49	676	166
Gemeindewerke Schwalbach GmbH, Schwalbach		49	550	220
Gemeinschaftswerk Hattingen GmbH, Essen		52	4.939	0
GfB, Gesellschaft für Baudenkmalpflege mbH, Idar-Oberstein		20	56	–3
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		31	54	3
GKW Dillingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		25	15.338	3.255
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, Troisdorf		21	25.457	483
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft-Verwaltungs GmbH, Troisdorf		21	32	2
GREEN Gesellschaft für regionale und erneuerbare Energie mbH, Stolberg		49	2	–23
Green Solar Herzogenrath GmbH, Herzogenrath		45		³
Greenplug GbR, Hamburg		49		³
GWE-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Eppelborn		50	–173	–198
GWE-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Eppelborn		50	30	1
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK GmbH (HKG). Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	0	0
Homepower Retail Limited, Swindon/Großbritannien		50	–27.407	0
Industriekraftwerke Oberschwaben beschränkt haftende OHG, Biberach an der Riß		50	3.153	–573
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasserforschung gemeinnützige GmbH, Mülheim an der Ruhr		30	1.223	–9
Kavernengesellschaft Staßfurt mbH, Staßfurt		50	501	62
KEVAG Telekom GmbH, Koblenz		30	2.332	910
Klärschlamm Entsorgung Hesselberg Service GmbH, Unterschwaningen		49	23	0
K-net GmbH, Kaiserslautern		25	909	14
Kommunale Dienste Marpingen GmbH, Marpingen		49	2.824	2
Kommunale Dienste Tholey GmbH, Tholey		49	759	95
Kommunale Entsorgung Neunkirchen Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Neunkirchen		50	52	1
Kommunale Entsorgung Neunkirchen (KEN) GmbH & Co. KG, Neunkirchen		46	2.625	23
Kraftwerk Buer Betriebsgesellschaft mbH i.L., Gelsenkirchen		50	13	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

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. €
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
Kraftwerk Voerde OHG der STEAG GmbH und RWE Power AG, Voerde		25	5.060	423
Kraftwerk Wehrden GmbH, Völklingen		33	10.627	29
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		31	538	26
KSP Kommunal Service Püttlingen GmbH, Püttlingen		40	97	66
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. KG, Bergheim		50	47	-3
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	35	1
Maingau Energie GmbH, Obertshausen		47	17.723	3.724
MBS Ligna Therm GmbH, Hofheim am Taunus		33	-10	-37
Moravske Hidroelektrane d.o.o., Belgrad/Serbien		51	184	1
Naturstrom Betriebsgesellschaft Oberhonnefeld mbH, Koblenz		25	148	-1
Netzanbindung Tewel OHG, Cuxhaven		25	1.164	7
Netzgesellschaft Bühlertal GmbH & Co. KG, Bühlertal		50		³
Netzgesellschaft Korb GmbH & Co. KG, Korb		50	-2	-3
Netzgesellschaft Korb Verwaltungs-GmbH, Korb		50	22	-3
Netzgesellschaft Lauf GmbH & Co. KG, Lauf		50		³
Netzgesellschaft Ottersweier GmbH & Co. KG, Ottersweier		50		³
Objektverwaltungsgesellschaft Dampfkraftwerk Bernburg mbH, Hannover		58	568	56
Offshore Trassenplanungs-GmbH OTP, Hannover		50	93	3
Peißenberger Wärmegesellschaft mit beschränkter Haftung, Peißenberg		50	875	215
Prego – Gesellschaft für IT- und HR-Services mbH, Saarbrücken		37	7.939	156
Propan Rheingas GmbH, Brühl		28	42	2
rhenag – Thüga Rechenzentrum GbR, Köln		50	179	176
RIWA GmbH Gesellschaft für Geoinformationen, Kempten		33	1.298	305
RKH Rheinkies Hitdorf GmbH & Co. KG i.L., Bergheim		33	306	4
RKH Rheinkies Hitdorf Verwaltungs GmbH i.L., Bergheim		33	43	2
RurEnergie GmbH, Düren		25	396	-104
Sandersdorf-Brehna Netz GmbH & Co. KG, Sandersdorf-Brehna		49	22	-3
SE SAUBER ENERGIE GmbH & Co. KG, Köln		33	740	-493
SSW Stadtwerke St. Wendel Geschäftsführungsgesellschaft mbH, St. Wendel		50	103	4
Stadtentwässerung Schwerte GmbH, Schwerte		48	51	0
Städtische Werke Borna GmbH, Borna		37	2.866	-76
Städtisches Wasserwerk Eschweiler GmbH, Eschweiler		25	4.430	892
Stadtwerke – Strom Plauen GmbH & Co. KG, Plauen		49	4.351	244
Stadtwerke Aschersleben GmbH, Aschersleben		35	15.514	2.625
Stadtwerke Attendorn GmbH, Attendorn		20	10.168	795
Stadtwerke Aue GmbH, Aue		24	12.370	1.462
Stadtwerke Dillingen/Saar Gesellschaft mbH, Dillingen		49	5.075	841
Stadtwerke Dülmen Verwaltungs-GmbH, Dülmen		50	29	0

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)

220 Organe (Teil des Anhangs)

224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

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. €
Stadtwerke Gescher GmbH, Gescher		42	2.965	486
Stadtwerke Langenfeld GmbH, Langenfeld		20	4.766	2.492
Stadtwerke Lingen GmbH, Lingen (Ems)		40	13.471	6.086
Stadtwerke Lübbecke GmbH, Lübbecke		25	16.894	2.135
Stadtwerke Meinerzhagen GmbH, Meinerzhagen		27	20.796	802
Stadtwerke Oberkirch GmbH, Oberkirch		33	6.192	0
Stadtwerke Roßlau Fernwärme GmbH, Dessau-Roßlau		49	1.475	294
Stadtwerke Schwarzenberg GmbH, Schwarzenberg		28	13.766	1.459
Stadtwerke Steinfurt GmbH, Steinfurt		48	6.642	969
Stadtwerke Vlotho GmbH, Vlotho		25	4.609	-375
Stadtwerke Wadern GmbH, Wadern		49	3.488	1.063
Stadtwerke Weilburg GmbH, Weilburg		20	7.900	621
Stadtwerke Werl GmbH, Werl		25	6.435	2.944
STEAG – Kraftwerksbetriebsgesellschaft mbH, Essen		21	327	2
Stromnetz Diez GmbH & Co. KG, Diez		25		³
Stromnetz Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, Diez		25		³
SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, Stadtlohn		38	20.421	2.833
SWL-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Lebach		50	3.037	12
SWL-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Lebach		50	30	1
Talsperre Nonnweiler Aufbereitungsgesellschaft mbH, Saarbrücken		23	489	89
Technische Werke Naumburg GmbH, Naumburg (Saale)		49	7.116	333
Teplarna Kyjov, a.s., Kyjov/Tschechien		32	25.301	73
TEPLO Votice s.r.o., Votice/Tschechien		20	69	2
The Bristol Bulk Company Limited, London/Großbritannien		25	1	0
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	823	237
Topell Nederland B.V., Den Haag/Niederlande		51	1.694	-3.809
trilan GmbH, Trier		26	718	268
TWE Technische Werke Ens Dorf GmbH, Ens Dorf		49	2.463	104
TWL Technische Werke der Gemeinde Losheim GmbH, Losheim		50	4.602	1.618
TWM Technische Werke der Gemeinde Merchweiler GmbH, Merchweiler		49	1.832	99
TWN Trinkwasserverbund Niederrhein GmbH, Grevenbroich		33	151	61
TWR Technische Werke der Gemeinde Rehlingen – Siersburg GmbH, Rehlingen		35	4.704	179
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main		25	40	-216
Untere Iller Aktiengesellschaft, Landshut		40	1.134	41
Verteilnetze Energie Weißenhorn GmbH & Co. KG, Weißenhorn		35	843	108
Verwaltungsgesellschaft Energie Weißenhorn GmbH, Weißenhorn		35	23	0
Verwaltungsgesellschaft GKW Dillingen mbH, Saarbrücken		25	149	8
VEW-VKR Fernwärmeleitung Shamrock-Bochum GbR, Gelsenkirchen		45	0	0
Voltaris GmbH, Maxdorf		50	1.613	126

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

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. €
Wärmeversorgung Mücheln GmbH, Mücheln		49	815	51
Wärmeversorgung Wachau GmbH, Markkleeberg		49	131	34
Wärmeversorgung Würselen GmbH, Würselen		49	1.255	29
Wasserverbund Niederrhein GmbH, Mülheim an der Ruhr		42	9.296	758
Wasserversorgung Main-Taunus GmbH, Frankfurt am Main		49	101	-2
Wasserwerk Wadern GmbH, Wadern		49	3.349	229
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, Warendorf		25	2.173	1.473
Windenergie Frehne GmbH & Co. KG, Marienfließ		41	7.979	154
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	140	314
Wohnungsbaugesellschaft für das Rheinische Braunkohlenrevier GmbH, Köln		50	45.678	658
WPD Windpark Damme Beteiligungsgesellschaft mbH, Damme		30	50	3
WVG-Warsteiner Verbundgesellschaft mbH, Warstein		35	1.333	583
WVL Wasserversorgung Losheim GmbH, Losheim		50	4.901	257
WWS Wasserwerk Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		49	3.130	142
Zugló-Therm Kft., Budapest/Ungarn		49	4.324	-293
Zweckverband Wasser Nalbach, Nalbach		49	1.666	85

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)

220 Organe (Teil des Anhangs)

224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Aarewerke AG, Klingnau/Schweiz		30	20.325	1.312
Adria LNG Study Limited, Valleta/Malta		16	8	-1
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	48	48	533.913	17.270
AURICA AG, Aarau/Schweiz		8	93	1
BEW Bergische Energie- und Wasser GmbH, Wipperfürth		19	25.258	4.721
BFG-Bernburger Freizeit GmbH, Bernburg (Saale)		1	11.178	-671
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	2.417	284
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
Doggerbank Project 4 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25		³
Doggerbank Project 5 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25		³
Doggerbank Project 6 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25		³
eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, Chemnitz		9	457.601	78.966
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	516	-1
Energieagentur Region Trier GmbH, Trier		10	6	0
Energieallianz Bayern GmbH & Co. KG, Freising		3	384	26
Energiehandel Saar GmbH & Co. KG, Neunkirchen		1	419	-4
Energiehandel Saar Verwaltungs-GmbH, Neunkirchen		2	25	0
Energiepartner Dörth GmbH, Dörth		49	24	2
Energiepartner Elsdorf GmbH, Elsdorf		40	21	-4
Energiepartner Kerpen GmbH, Kerpen		49		³
Energiepartner Solar Kreuztal GmbH, Kreuztal		40	23	-2
Energiepartner Wesseling GmbH, Wesseling		30		³
Energieversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		10	24.595	4.785
ENO Entwicklungsgesellschaft Neu Oberhausen mbH, Oberhausen		2	866	-1.076
Erdgas Münster GmbH, Münster		5	5.824	12.756 ²
Erdgas Westthüringen Beteiligungsgesellschaft mbH, Bad Salzungen		10	25.082	5.000
ESV-ED GmbH & Co. KG, Buchloe		4	204	51
European Energy Exchange AG, Leipzig		4	58.052	11.299
Fernkälte Geschäftsstadt Nord GbR, Hamburg		10	0	0
GasLINE Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH, Straelen		10	56	3
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, Straelen		10	41.000	42.149
Gemeinschafts-Lehrwerkstatt Neheim-Hüsten GmbH, Arnsberg		7	1.135	61
Gesellschaft für Stadtmarketing Bottrop GmbH, Bottrop		3	194	-393

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Gesellschaft für Wirtschaftsförderung Duisburg mbH, Duisburg		1	835	-1.725
Goldboro LNG Limited Partnership, Nova Scotia/Kanada		50		³
GSG Wohnungsbau Braunkohle GmbH, Köln		15	42.158	783
High-Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1	3.465	0
Hsubject GmbH, Berlin		17		³
ISR Internationale Schule am Rhein in Neuss GmbH, Neuss		6	-86	-56
IZES gGmbH, Saarbrücken		9	704	4
KEV Energie GmbH, Kall		2	25	0
Kreis-Energie-Versorgung Schleiden GmbH, Kall		2	8.030	0
Nabucco Gas Pipeline International GmbH, Wien/Österreich		17	6.468	-41.372
Neckar-Aktiengesellschaft, Stuttgart		12	10.179	0
Ningxia Antai New Energy Resources Joint Stock Co., Ltd., Yinchuan/China		25	16.686	1.024
Ökostrom Saar Biogas Losheim KG, Merzig		10	-332	52
Oppenheim Private Equity Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	26	26	11.039	4.294
Parkstad Energiediensten B.V., Voerendaal/Niederlande		0	18	0
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	55	0
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	542	-10
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	143	-3
Parque Eólico Sagitario, S.L., Oviedo/Spanien		10	127	-1
PEAG Holding GmbH, Dortmund	12	12	14.956	1.459
Pieridae Energy (Canada) Ltd., Nova Scotia/Kanada		50		³
pro regionale energie eG, Diez		2	883	32
Promocion y Gestion Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	66	-1
PSI AG für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin		18	72.910	7.444
Renergie Stadt Wittlich GmbH, Wittlich		30		³
ROSOLA Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Alzenau KG, Düsseldorf		100	488	433
SALUS Grundstücks-Vermietungsges. mbH & Co. Objekt Leipzig KG, Düsseldorf		100	-49	14
Sdružení k vytvoření a využívání digitální technické mapy města Pardubic, Pardubice/Tschechien		12	4	0
SE SAUBER ENERGIE Verwaltungs-GmbH, Köln		17	96	7
SET Fund II C.V., Amsterdam/Niederlande		30		³
SET Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		50	19.780	0
Shanxi Baolai Power Development Co., Ltd., Taiyuan/China		25	1.766	-248
Solarpark St. Wendel GmbH, St. Wendel		15	830	-120
SolarProjekt Mainaschaff GmbH, Mainaschaff		50	39	7
SolarProjekt Rheingau-Taunus GmbH, Bad Schwalbach		50	149	100
SolarRegion RengsdorferLAND eG, Rengsdorf		16	257	2
Stadtmarketing-Gesellschaft Gelsenkirchen mbH, Gelsenkirchen		2	0	-235
Stadtwerke Ahaus GmbH, Ahaus		46	9.273	0

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

195 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)

220 Organe (Teil des Anhangs)

224 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stadtwerke Detmold GmbH, Detmold		12	31.495	0
Stadtwerke ETO GmbH & Co. KG, Telgte		3	30.718	3.866
Stadtwerke Porta Westfalica GmbH, Porta Westfalica		12	6.669	958
Stadtwerke Sulzbach GmbH, Sulzbach		15	11.431	2.590
Stadtwerke Unna GmbH, Unna		24	12.523	3.454
Stadtwerke Völklingen Netz GmbH, Völklingen		18	16.387	1.682
Stadtwerke Völklingen Vertrieb GmbH, Völklingen		18	7.301	1.883
Store-X storage capacity exchange GmbH, Leipzig		12	721	221
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Trier		19	51.245	8.479
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	747	159
TGZ Halle TECHNOLOGIE- UND GRÜNDERZENTRUM HALLE GmbH, Halle (Saale)		15	14.156	37
Transport- und Frischbeton-GmbH & Co. KG Aachen, Aachen		17	390	131
Trianel GmbH, Aachen		3	81.544	7.152
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	24.876	3.523
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	8	16
Union Group, a.s., Ostrava/Tschechien		2	91.448	0
Unterrhein Erneuerbare Energien Verwaltungs-GmbH, Raunheim		25		³
URSUS, Warschau/Polen		1	-114.463	-1.192
Versorgungsbetriebe Hoyerswerda GmbH, Hoyerswerda		10	17.159	6.650
vitronet Holding GmbH, Essen		15	7.983	-202
Wasserver- und Abwasserentsorgungsgesellschaft „Thüringer Holzland“ mbH, Hermsdorf		49	4.510	458
Wasserwerke Paderborn GmbH, Paderborn		10	24.991	1.182
WiN Emscher-Lippe GmbH, Herten		2	246	-373
Windpark Saar GmbH & Co. Repower KG, Freisen		10	7.877	120
WPD Windpark Damme GmbH & Co. KG, Damme		10	8.233	2.093
Zellstoff Stendal GmbH, Arneburg		25	44.516	4.902

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

4.8 ORGANE (TEIL DES ANHANGS)

Stand: 15. Februar 2013

Aufsichtsrat

Dr. Manfred Schneider

Leverkusen

Vorsitzender

Geburtsjahr: 1938

Mitglied seit: 10. Dezember 1992

Mandate:

- Linde AG (Vorsitz)

Frank Bsirske¹

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

Vorsitzender des Aufsichtsrats der Deutsche Bank AG

Geburtsjahr: 1956

Mitglied seit: 16. März 2000

Mandate:

- Bayer AG
- Daimler AG
- Deutsche Bank AG (Vorsitz)

Werner Bischoff¹

Monheim am Rhein

Ehem. Mitglied des geschäftsführenden Hauptvorstands der IG Bergbau, Chemie, Energie

Geburtsjahr: 1947

Mitglied seit: 13. April 2006

Mandate:

- Continental AG
- RWE Dea AG
- RWE Power AG

Carl-Ludwig von Boehm-Bezing

Bad Soden

Ehem. Mitglied des Vorstands der Deutsche Bank AG

Geburtsjahr: 1940

Mitglied seit: 11. Dezember 1997

Reiner Böhle¹

Witten

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Deutschland AG

Geburtsjahr: 1960

Mitglied seit: 1. Januar 2013

Mandate:

- RWE Deutschland AG

Heinz Büchel^{1,2}

Trier

Ehem. Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Deutschland AG

Geburtsjahr: 1956

- bis 31. Dezember 2012 -

Dieter Faust¹

Eschweiler

Konzernbetriebsratsvorsitzender von RWE

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

Arno Hahn¹

Waldalgesheim

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Vertrieb AG

Geburtsjahr: 1962

Mitglied seit: 1. Juli 2012

Mandate:

- RWE Vertrieb AG

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer

2 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Manfred Holz¹

Grevenbroich
Stellvertretender Gesamtbetriebsratsvorsitzender
der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1954
Mitglied seit: 20. April 2011

Frithjof Kühn

Sankt Augustin
Landrat Rhein-Sieg-Kreis
Geburtsjahr: 1943
Mitglied seit: 1. Februar 2010

Mandate:

- RW Holding AG
- 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 Lafos¹

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 Deutschland AG
- RWE Power AG
- RWE Vertrieb AG

Christine Merkamp¹

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 (Vorsitz)
- Beteiligungsholding Mülheim an der Ruhr GmbH
- Flughafen Essen/Mülheim GmbH (Vorsitz)
- medl GmbH (Vorsitz)
- Mülheim & Business GmbH (Vorsitz)

Dagmar Schmeer¹

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:

- Bayer AG
- MAN SE

Dr. Wolfgang Schüssel

Wien
Bundeskanzler a. D.
Geburtsjahr: 1945
Mitglied seit: 1. März 2010

Mandate:

- Bertelsmann Stiftung

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer

Ausschüsse des Aufsichtsrats

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^{1,2}

Bochum
Konzernbetriebsratsvorsitzender von RWE
Geburtsjahr: 1960
– bis 30. Juni 2012 –

Mandate:

- RWE Vertrieb AG

Manfred Weber¹

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

Präsidium des Aufsichtsrats

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
Dr. Paul Achleitner
Frank Bsirske
Manfred Holz
Dagmar Mühlenfeld
Dagmar Schmeer
Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz
Manfred Weber

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
Werner Bischoff
Frank Bsirske
Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz

Personalausschuss

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
Dr. Paul Achleitner
Reiner Böhle – seit 1. Januar 2013 –
Frank Bsirske
Heinz Büchel – bis 31. Dezember 2012 –
Dieter Faust – seit 23. Juli 2012 –
Frithjof Kühn
Uwe Tigges – bis 30. Juni 2012 –

Prüfungsausschuss

Carl-Ludwig von Boehm-Bezing (Vorsitz)
Werner Bischoff
Dieter Faust
Arno Hahn – seit 23. Juli 2012 –
Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz
Ullrich Sierau
Uwe Tigges – bis 30. Juni 2012 –

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

2 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Vorstand

Peter Terium (Vorstandsvorsitzender)

Vorsitzender des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Juli 2012, bestellt bis zum 31. August 2016, stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der RWE AG vom 1. September 2011 bis 30. Juni 2012

Mandate:

- RWE IT GmbH (Vorsitz)
- NET4GAS, s.r.o.

Dr. Rolf Martin Schmitz (Stellvertretender Vorstandsvorsitzender und Vorstand Operative Steuerung)

Stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Juli 2012, Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Mai 2009, bestellt bis zum 30. April 2014

Mandate:

- RWE Deutschland AG (Vorsitz)
- RWE Generation SE (Vorsitz)
- RWE Power AG (Vorsitz)
- Süwag Energie AG (Vorsitz)
- Essent N.V.
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG
- RWE Supply & Trading CZ, a.s. (Vorsitz)
- RWE Turkey Holding A.S. (Vorsitz)

Dr. Leonhard Birnbaum (Vorstand Kommerzielle Steuerung)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Oktober 2008, bestellt bis zum 30. September 2013

Mandate:

- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- RWE Dea AG (Vorsitz)
- RWE Innogy GmbH
- RWE Supply & Trading GmbH (Vorsitz)
- RWE Turkey Holding A.S.

Alwin Fitting (Arbeitsdirektor)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. August 2005, bestellt bis zum 31. März 2013

Mandate:

- Amprion GmbH

Dr. Bernhard Günther (Finanzvorstand)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Juli 2012, bestellt bis zum 30. Juni 2017

Mandate:

- RWE Deutschland AG
- RWE Generation SE
- RWE Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- RWE Power AG
- Essent N.V.

Uwe Tigges (Personalvorstand)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Januar 2013, bestellt bis zum 31. Dezember 2015

Mandate:

- RWE Generation SE
- RWE Pensionsfonds AG
- RWE Service GmbH

Aus dem Vorstand ausgeschiedene Mitglieder

Dr. Jürgen Großmann (ehem. Vorstandsvorsitzender)¹

Mitglied und Vorsitzender des Vorstands der RWE AG bis zum 30. Juni 2012

Mandate:

- BATIG Gesellschaft für Beteiligungen mbH
- British American Tobacco (Germany) GmbH
- British American Tobacco (Industrie) GmbH
- Deutsche Bahn AG
- SURTECO SE (Vorsitz)
- Hanover Acceptances Limited

Dr. Rolf Pohl (ehem. Finanzvorstand)¹

Mitglied des Vorstands der RWE AG bis zum 31. Dezember 2012

Mandate:

- Versatel GmbH (Vorsitz)

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

¹ Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

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 2012 – 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 2012 sowie der Ertragslage für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr.

Vermerk zum Konzernlagebericht

Wir haben den beigegefügtten Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der RWE Aktiengesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2012 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 19. Februar 2013

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Manfred Wiegand
Wirtschaftsprüfer

Markus Dittmann
Wirtschaftsprüfer

ORGANIGRAMM DES RWE-KONZERNS

Stand: 15. Februar 2013

Vorstandsvorsitzender	Stellvertretender Vorstandsvorsitzender, Vorstand Operative Steuerung Dr. Rolf Martin Schmitz	Finanzvorstand	Vorstand Kommerzielle Steuerung Dr. Leonhard Birnbaum	Personalvorstand	Arbeitsdirektor
Peter Terium		Dr. Bernhard Günther		Uwe Tigges	Alwin Fitting

RWE AG

Public Affairs/ Energiepolitik Konzern	Beteiligungsmanagement	Konzerncontrolling	Commodity Management	Personal- und Führungskräfte-Management Konzern / Arbeitsrecht Konzern	Konzernsicherheit
Recht & Compliance Konzern	Kommunen	Finanzen Konzern	Mergers & Acquisitions		
Konzern-kommunikation	Koordination Erzeugung/Netz/ Vertrieb Konzern	Investor Relations	Forschung & Entwicklung Konzern		
Corporate Responsibility Konzern		Rechnungswesen Konzern			
Unternehmensentwicklung & Strategie Konzern		Steuern Konzern			
Konzernrevision¹					

Konzerngesellschaften/Interne Dienstleister

NET4GAS	RWE Generation	RWE Innogy	RWE Service	Amprion
RWE IT	RWE Deutschland	RWE Dea		
RWE Group Business Services	Essent	RWE Supply & Trading		
	RWE npower	RWE Consulting		
	RWE East			

¹ Fachliche Führung durch den Finanzvorstand

226	Organigramm des RWE-Konzerns
227	Schlagwortverzeichnis
228	Glossar
232	Fünffjahresübersicht
234	Impressum
235	Finanzkalender

SCHLAGWORTVERZEICHNIS

A

Abschreibungen	130, 140, 150, 151, 154, 157
Aktie	24, 82, 162, 177
Aktionärsstruktur	27
Anleihen	23, 29, 74, 146, 175, 185
Aufsichtsrat	104, 108, 117, 220

B

Bericht zur Übernahmesituation	82
Betriebliches Ergebnis	61, 99, 188
Bilanz	79, 132, 154

C

Cash Flow	78, 133, 190
CO ₂ -Emissionen	32, 46, 55, 84, 92, 120, 125
CO ₂ -Emissionshandel	40, 92
Corporate Responsibility	111, 120

D

Dividende	26, 69, 81, 101, 164
-----------	----------------------

E

EBITDA	61, 188, 228
EEG-Umlage	42
Effizienzsteigerung	48, 69, 72, 99
Eigenkapital	79, 132, 134, 162, 195
Energieeffizienz	34, 121
Erneuerbare Energien	32, 33, 52, 54, 60, 63, 64, 84, 99

F

Finanzanlagen	70, 80, 132, 134, 140, 159
Finanzergebnis	68, 151
Flüssige Mittel	76, 78, 80, 94, 132, 133, 136, 142, 162
Forschung & Entwicklung	84, 121, 155
Fremdkapitalkosten	65, 77, 139, 141, 152

G

Gewinn- und Verlustrechnung	80, 130, 148
-----------------------------	--------------

H

Hybridanleihe	23, 74, 163, 175, 229
---------------	-----------------------

I

Investitionen	32, 34, 69, 70, 98, 101, 123
---------------	------------------------------

K

Kapazitätsmarkt	46
Kapitalerhöhung	82, 162
Kapitalflussrechnung	78, 133, 190
Kapitalkosten	64
Kernbrennstoffsteuer	44, 62, 92
Kernenergie	45, 53, 54, 92, 168, 172
Kernenergieausstieg	32, 45, 62, 68, 98
Kernenergiemoratorium	92
Klimaschutz	5, 33, 34, 46, 84, 120, 123
Konzernstruktur	51, 99

M

Mitarbeiter	72, 95, 101, 118, 122, 149
-------------	----------------------------

N

Nachhaltiges Nettoergebnis	68, 99
Nettoergebnis	67, 177, 181

R

Rating	23, 74, 77, 146, 230, 233
Risikomanagement	88, 135, 181
ROCE	63
Rückstellungen	76, 79, 80, 114, 132, 142, 168, 172
RWE AG (Holding)	80, 226

S

Sachanlagen	69, 101, 132, 139, 157
Schulden	75, 101, 132, 144, 186
Segmentberichterstattung	187
Strategie	32, 120

U

Umsatzerlöse	59, 100, 130, 148, 188
--------------	------------------------

V

Verbindlichkeiten	75, 132, 143, 174, 185
Verschuldungsfaktor	17, 32, 77, 101, 146, 231
Vorräte	132, 141, 161
Vorstand	18, 22, 50, 82, 83, 88, 104, 108, 111, 223

W

Wertmanagement	64
----------------	----

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. Dabei 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 Steinkohle zu wettbewerbsfähigen Preisen zu ermöglichen, erhalten die Bergbauunternehmen Finanzhilfen in Höhe des Unterschiedsbetrags 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 Barrel (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 ein Ziel am besten erreicht werden kann.

Betafaktor. Bezeichnung für das Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum Gesamtmarkt. Bei einem Betafaktor größer eins ist das Risiko des Einzeltitels höher; bei einem Betafaktor kleiner eins ist das Risiko entsprechend niedriger.

Biomasse. Biomasse im energietechnischen Sinne umfasst tierische und pflanzliche Erzeugnisse, die zur Gewinnung von Heizenergie und elektrischer Energie oder als Kraftstoffe verwendet werden können. In Frage kommen dafür u.a. Holzpellets, Hackschnitzel, Stroh, Getreide, Altholz, Biodiesel und Biogas.

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 Verpflichtung zur Emissionsreduktion haben, Emissionsgutschriften erwerben. Diese Gutschriften können sie zur Abdeckung eigener Treibhausgasemissionen einsetzen.

CO₂. Chemische Summenformel für Kohlenstoffdioxid (im Sprachgebrauch auch Kohlendioxid). CO₂ ist eine chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff.

Commercial Paper. Handelbare, unbesicherte Inhaberschuldverschreibung, die zur kurzfristigen Fremdmittelaufnahme emittiert wird. Commercial Paper werden als Daueremission revolvingierend 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 relevanten gesetzlichen Pflichten, Vorschriften und Richtlinien.

Credit Default Swap (CDS). Finanzinstrument zum Handel von Kreditausfallrisiken. Der Sicherungsnehmer bezahlt meist eine einmalige jährliche Gebühr an den Sicherungsgeber. Im Falle der Nichtrückzahlung des zugrunde liegenden Kreditinstruments erhält er vom Sicherungsgeber eine vertraglich festgelegte Kompensation.

Debt-Issuance-Programm (DIP). Vertraglicher Rahmen und Musterdokumentation zwecks vereinfachter, standardisierter Begebung von Wertpapieren am Kapitalmarkt.

Defined Benefit Obligation. Barwert der vom Arbeitnehmer bis zum Bilanzstichtag erdienten Leistungen im Rahmen der betrieblichen Altersvorsorge.

EBITDA. Abkürzung für: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisation (englisch). Auf Deutsch: Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen auf Sachanlagen und auf immaterielle Vermögensgegenstände.

226	Organigramm des RWE-Konzerns
227	Schlagwortverzeichnis
228	Glossar
232	Fünfjahresübersicht
234	Impressum
235	Finanzkalender

EU Allowance (EUA). Handelseinheit im Emissionshandel in der EU. Ein EUA verbrieft das Recht auf den Ausstoß einer Tonne CO₂.

Exploration. Bezeichnung für die Suche nach und Erkundung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten.

Gas Midstream. Umfasst den Großhandel, die Speicherung und den Transport von Erdgas. Die Gasproduktion wird mit dem Begriff „Upstream“, der Vertrieb an den Endkunden mit „Downstream“ bezeichnet.

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 Biomasseanlagen bedienen den Grundbedarf.

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 der Anleihe können Zinszahlungen unter bestimmten Voraussetzungen ausgesetzt werden.

International Financial Reporting Standards (IFRS). Internationale Rechnungslegungsvorschriften, die vom International Accounting Standards Board (IASB) herausgegeben werden. Losgelöst von nationalen Rechtsvorschriften regeln sie die Aufstellung international vergleichbarer Einzel- und Konzernabschlüsse.

Investment Grade. Bewertungskategorie für Unternehmen mit sehr guter bis durchschnittlicher Bonität. Hierunter fallen die von Ratingagenturen vergebenen Ratingklassen AAA bis BBB (Standard & Poor's und Fitch) oder Aaa bis Baa (Moody's). Bei Unternehmen der Kategorie Non-Investment-Grade 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 Gutschriften können sie zur Abdeckung eigener Treibhausgasemissionen einsetzen.

Kernbrennstoffsteuer. Abgabe auf Kernbrennstoff, der zur gewerblichen Erzeugung von elektrischem Strom eingesetzt wird, in Höhe von 145 € je Gramm. Die Kernbrennstoffsteuer wird in Deutschland seit dem 1. Januar 2011 erhoben.

Kilowatt (kW). Maßeinheit der elektrischen Leistung.
 1 Megawatt (MW) = 10³ Kilowatt;
 1 Gigawatt (GW) = 10⁶ Kilowatt;
 1 Terawatt (TW) = 10⁹ Kilowatt.

Konfidenzniveau. Wahrscheinlichkeit, mit der ein Wert innerhalb eines bestimmten Intervalls liegt.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Bei KWK-Energiewandlungsanlagen 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 Kraftwerken, die nur auf Stromproduktion ausgelegt sind, wird bei KWK-Anlagen durch die gleichzeitige Nutzung der Abwärme ein höherer Gesamtwirkungsgrad erreicht.

Leverage Factor. Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA.

LNG. Liquefied Natural Gas; auf Deutsch: verflüssigtes Erdgas. Die Verflüssigung wird durch Abkühlung erreicht. LNG hat nur etwa ein 600stel des Volumens von Erdgas in Gasform und ist daher sehr gut 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.

Photovoltaik. Bezeichnet die direkte Umwandlung von Lichtenergie, meist aus Sonnenlicht, in elektrische Energie mittels Solarzellen.

Put- oder Call-Optionen. Optionen gewähren ihrem Inhaber das Recht, einen bestimmten Bezugswert, z.B. eine Aktie, zu einem im Voraus vereinbarten Preis innerhalb eines festgelegten Zeitraums zu kaufen (Call-Option) oder zu verkaufen (Put-Option).

Rating. Ein Rating oder Kreditrating ist im Finanzwesen eine Einschätzung der Bonität eines Schuldners. Häufig werden Ratings durch spezialisierte Ratingagenturen in Form von Codes vergeben. Beispielsweise steht AAA für höchste Bonität, C oder gar D dagegen für eine sehr schlechte.

Service Cost. Laufender Dienstzeitaufwand; der Begriff bezeichnet den Anstieg des Barwerts einer leistungsorientierten Pensionsverpflichtung, der auf die von Arbeitnehmern in der Berichtsperiode erbrachte Arbeitsleistung entfällt.

Smart Home. Intelligentes Wohnen oder auch Smart Home bezeichnet technische Verfahren im privaten Wohnbereich mit Geräten zur Datenvernetzung und Fernsteuerbarkeit, die zusätzliche Funktionen zur Steigerung des Komforts, der Sicherheit und der Energieeffizienz ermöglichen.

Smart Meter. Technologie, die dem Kunden zeitnahe Informationen über den Energieverbrauch und die Energiekosten liefert. Die Nutzer können ihren Energiebedarf damit besser kontrollieren.

Spitzenlast. Bezeichnet Phasen, in denen die Stromnachfrage besonders hoch ist, z.B. mittags, wenn warme Mahlzeiten zubereitet werden. 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 zugesagte Kreditlinie, die einem Unternehmen die Mittelaufnahme in unterschiedlichen Beträgen, Laufzeiten und Währungen erlaubt. Sie dient meist der Liquiditätssicherung.

Take-or-pay-Vertrag. Vereinbarung einer Zahlungsgarantie zwischen einem Lieferanten und seinem Kunden. Das heißt, Letzterer muss für eine festgelegte Mindestmenge auch dann bezahlen, wenn er sie dem Anbieter gar nicht abnimmt.

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 die Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas einschließlich der Aufbereitung zu qualitäts- und marktgerechten Rohstoffen.

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.

226	Organigramm des RWE-Konzerns
227	Schlagwortverzeichnis
228	Glossar
232	Fünfjahresübersicht
234	Impressum
235	Finanzkalender

Vermögensdeckungsgrad. Verhältnis des langfristigen Kapitals – also des Eigenkapitals und des langfristigen Fremdkapitals – zum langfristigen Vermögen.

Verschuldungsfaktor. Englisch: Leverage Factor. Kennzahl, die das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA angibt.

Vollkonsolidierung. Verfahren zur Einbeziehung von Tochterunternehmen in den Konzernabschluss, wenn diese vom Mutterunternehmen beherrscht werden, z.B. durch Mehrheit der Stimmrechte.

Werthaltigkeitstest. Englisch: Impairment Test. Verfahren zur Prüfung 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 über 58%. Bei Stein- und Braunkohle werden 46 bzw. 43% erreicht.

FÜNFJAHRESÜBERSICHT

Fünfjahresübersicht RWE-Konzern		2012	2011	2010	2009	2008
Außenumsatz	Mio. €	53.227	51.686	53.320	47.741	48.950
Ergebnis						
EBITDA	Mio. €	9.314	8.460	10.256	9.165	8.773
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	6.416	5.814	7.681	7.090	6.826
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	2.230	3.024	4.978	5.598	4.866
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.306	1.806	3.308	3.571	2.558
Ergebnis je Aktie	€	2,13	3,35	6,20	6,70	4,75
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	4,00	4,60	7,03	6,63	6,25
Eigenkapitalrentabilität	%	10,2	12,6	23,1	28,5	20,7
Umsatzrentabilität	%	6,9	8,3	12,3	14,8	12,3
Wertmanagement						
Return on Capital Employed (ROCE)	%	12,0	10,9	14,4	16,3	17,2
Wertbeitrag	Mio. €	1.589	1.286	2.876	3.177	3.453
Betriebliches Vermögen (Capital Employed)	Mio. €	53.637	53.279	53.386	43.597	39.809
Cash Flow/Investitionen/Abschreibungen						
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	4.395	5.510	5.500	5.299	8.853
Free Cash Flow	Mio. €	-686	-843	-879	-614	4.399
Investitionen einschließlich Akquisitionen	Mio. €	5.544	7.072	6.643	15.637	5.693
Davon: in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	5.081	6.353	6.379	5.913	4.454
Abschreibungen und Anlagenabgänge	Mio. €	5.343	3.632	3.410	2.553	2.416
Anlagenabnutzungsgrad	%	59,0	58,5	61,8	64,0	69,4
Free Cash Flow je Aktie	€	-1,12	-1,56	-1,65	-1,15	8,17
Vermögens-/Kapitalstruktur						
Langfristiges Vermögen	Mio. €	63.362	63.539	60.465	56.563	41.763
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	24.840	29.117	32.612	36.875	51.667
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	16.437	17.082	17.417	13.717	13.140
Langfristige Schulden	Mio. €	47.521	44.391	45.162	45.633	36.793
Kurzfristige Schulden	Mio. €	24.244	31.183	30.498	34.088	43.497
Bilanzsumme	Mio. €	88.202	92.656	93.077	93.438	93.430
Anlagenintensität	%	59,1	56,0	53,4	49,4	35,5
Umlaufintensität	%	28,2	31,4	35,0	39,5	55,3
Vermögensdeckungsgrad	%	100,9	96,7	103,5	104,9	119,6
Eigenkapitalquote	%	18,6	18,4	18,7	14,7	14,1

226	Organigramm des RWE-Konzerns
227	Schlagwortverzeichnis
228	Glossar
232	Fünfjahresübersicht
234	Impressum
235	Finanzkalender

Fünfjahresübersicht RWE-Konzern		2012	2011	2010	2009	2008
Nettofinanzschulden	Mio. €	12.335	12.239	11.904	10.382	-650
Nettoschulden	Mio. €	33.015	29.948	28.964	25.787	18.659
Verschuldungsfaktor		3,5	3,5	2,8	2,8	2,1
Mitarbeiter						
Mitarbeiter zum Jahresende ¹		70.208	72.068	70.856	70.726	65.908
Forschung & Entwicklung						
F&E-Aufwendungen	Mio. €	150	146	149	110	105
F&E-Mitarbeiter		450	410	360	350	330
Emissionsbilanz						
CO ₂ -Ausstoß	Mio. Tonnen	179,8	161,9	164,9	149,1	172,1
Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate	Mio. Tonnen	121,4	116,6	115,1	105,2	104,6
Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten	Mio. Tonnen	58,4	45,3	49,8	43,9	67,5
Spezifische CO ₂ -Emissionen	Tonnen/MWh	0,792	0,787	0,732	0,796	0,768

Fünfjahresübersicht RWE Aktiengesellschaft		2012	2011	2010	2009	2008
Dividende/Ausschüttung						
Ausschüttung	Mio. €	1.229 ²	1.229	1.867	1.867	2.401
Dividende je Aktie	€	2,00 ²	2,00	3,50	3,50	4,50
Börsenkennzahlen						
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	19,1	16,6	28,0	38,0	35,4
Langfristiges Kreditrating						
Moody's		A3	A3	A2	A2	A1
Ausblick		negativ	negativ	negativ	negativ	negativ
Standard & Poor's		BBB+	A-	A	A	A
Ausblick		stabil	negativ	negativ	negativ	stabil

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2012 der RWE AG, vorbehaltlich der Zustimmung durch die Hauptversammlung am 18. April 2013

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 5. März 2013 veröffentlicht worden. Er liegt auch in englischer Sprache vor.

Designkonzept, Gestaltung, Satz, Lithographie und Produktion:

CHIARI – Agentur für Markenkommunikation, Düsseldorf

Fotografie:

Catrin Moritz, Essen
Claudia Kempf, Wuppertal
André Laaks, Essen

Lektorat:

Textpertise Heike Virchow, Gießen
Anne Fries. Das Lektorat., Düsseldorf

Druck:

Kunst- und Werbedruck, Bad Oeynhausen

RWE ist Mitglied im DIRK –
Deutscher Investor Relations Verband e.V.

Ressourcen sparen – Umwelt schonen: Die Produktion des Geschäftsberichts 2012 ist ein Beispiel dafür, wie das geht:

- Statt in vier ist der Bericht in zwei Farben gedruckt. Vorteil: weniger Druckplatten und damit weniger Materialeinsatz.
- Das Papier stammt zu 100 Prozent aus Recycling und trägt das Europäische Umweltzeichen.
- Bei Druck und Weiterverarbeitung kamen nur Premiumprodukte mit dem Saphira-Eco-Siegel zum Einsatz. Das heißt: mehr Qualität und dafür weniger Stromverbrauch, weniger Ammoniak- und Staubemissionen, weniger Restfarbe, weniger Abwasser.
- Bei der Veredelung wurde biologisch abbaubare Umschlagfolie verwendet, die auf Basis von Zellulose und Stärke hergestellt wurde.

- Der Bericht ist „klimaneutral“ gedruckt. Das bedeutet, dass die freigesetzten Treibhausgase vollständig durch den Erwerb von Emissionszertifikaten abgedeckt worden sind.

Mehr für die Umwelt kann ein Geschäftsbericht kaum tun. Es sei denn, er wird nicht 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.

FINANZKALENDER

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
4. März 2014	Bericht über das Geschäftsjahr 2013
16. April 2014	Hauptversammlung
17. April 2014	Dividendenzahlung
14. Mai 2014	Zwischenbericht über das erste Quartal 2014
14. August 2014	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2014
13. November 2014	Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2014

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

RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1
45128 Essen

T +49 201 12-00
F +49 201 12-15199
I www.rwe.com