

# Geschäftsbericht 2012

## E.ON-Konzern in Zahlen

in Mio €	2012	2011	+/- %
Stromabsatz <sup>1)</sup> (in Mrd kWh)	740,4	733,7	+1
Gasabsatz <sup>1)</sup> (in Mrd kWh)	1.162,1	1.107,5	+5
Umsatz	132.093	112.954	+17
EBITDA <sup>2)</sup>	10.786	9.293	+16
EBIT <sup>2)</sup>	7.027	5.438	+29
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	2.641	-1.861	-
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	2.217	-2.219	-
Nachhaltiger Konzernüberschuss <sup>2)</sup>	4.187	2.501	+67
Investitionen	6.997	6.524	+7
Operativer Cashflow <sup>3)</sup>	8.808	6.610	+33
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31.12.)	-35.879	-36.385	+506 <sup>4)</sup>
Debt Factor <sup>5)</sup>	3,3	3,9	-0,6 <sup>4)</sup>
Eigenkapital	38.819	39.613	-2
Bilanzsumme	140.426	152.872	-8
ROACE (in %)	11,1	8,4	+2,7 <sup>6)</sup>
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	7,7	8,3	-0,6 <sup>6)</sup>
Kapitalkosten nach Steuern (in %)	5,6	6,1	-0,5 <sup>6)</sup>
Value Added	2.156	90	-
Mitarbeiter (31.12.)	72.083	78.889	-9
Ergebnis je Aktie <sup>7), 8)</sup> (in €)	1,16	-1,16	-
Eigenkapital je Aktie <sup>7), 8)</sup> (in €)	18,34	18,76	-2
Dividende je Aktie <sup>9)</sup> (in €)	1,10	1,00	+10
Dividendensumme	2.097	1.905	+10
Marktkapitalisierung <sup>8)</sup> (in Mrd €)	26,9	31,8	-15

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst

2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Glossar)

3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

4) Veränderung in absoluten Werten

5) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und EBITDA

6) Veränderung in Prozentpunkten

7) Anteil der Gesellschafter der E.ON SE

8) auf Basis ausstehender Aktien

9) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2012

## 2 Brief des Vorstandsvorsitzenden

## 4 Bericht des Aufsichtsrats

## 10 E.ON-Aktie

## 12 Zusammengefasster Lagebericht

12	Grundlagen des Konzerns
12	Geschäftsmodell
14	Ziele und Strategien
18	Steuerungssystem
19	Technologie und Innovation
22	Wirtschaftsbericht
22	Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen
29	Geschäftsverlauf
37	Ertragslage
45	Finanzlage
49	Vermögenslage
50	Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE
51	Finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren
51	- Wertmanagement
53	- Corporate Sustainability
54	- Mitarbeiter
58	Nachtragsbericht
58	Prognosebericht
62	Risikobericht
71	Chancenbericht
72	Internes Kontrollsystem zum Rechnungslegungsprozess
74	Übernahmerelevante Angaben
77	Corporate-Governance-Bericht
77	Erklärung zur Unternehmensführung
83	Vergütungsbericht
93	Versicherung der gesetzlichen Vertreter

## 94 Konzernabschluss

94	Bestätigungsvermerk
96	Gewinn- und Verlustrechnung
97	Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
98	Bilanz
100	Kapitalflussrechnung
102	Entwicklung des Konzerneigenkapitals
104	Anhang

## 208 Organe

208	Aufsichtsratsmitglieder
210	Vorstandsmitglieder

## 211 Tabellen und Erläuterungen

211	Erläuternder Bericht des Vorstands
212	Mehrjahresübersicht
213	Finanzglossar
217	Finanzkalender

*Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,*

E.ON hat das Geschäftsjahr 2012 mit einem soliden Ergebnis abgeschlossen. Unser gruppenweites EBITDA ist gegenüber dem Vorjahr um 16 Prozent auf nun 10,8 Mrd € angestiegen. Es liegt damit etwas über der Mitte der von uns erwarteten Bandbreite. In der Mitte des Erwartungskorridors liegt mit 4,2 Mrd € auch der nachhaltige Konzernüberschuss, die Bezugsbasis für unsere Dividendenzahlung. Auf dieser Basis ergibt sich ein nachhaltiges Ergebnis je Aktie von rund 2,20 €, so dass wir wie geplant der Hauptversammlung im Mai vorschlagen werden, eine Dividende in Höhe von 1,10 € zu zahlen. Damit werden wir 2013 zu den dividendenstärksten Unternehmen im DAX zählen.

Dieses solide Ergebnis ist erfreulich, kann aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich unsere Branche in einem grundlegenden Umbruch befindet. Wir haben uns daher intensiv damit befasst, wie, wo und in welchem Umfang sich die radikalen Veränderungen auf unser Geschäft auswirken und wie wir unternehmerisch damit umgehen. Dazu haben wir jedes Geschäft sehr genau analysiert sowie Risiken und Chancen neu bewertet. Unsere Analyse zeigt, dass die Bedingungen für das europäische Geschäft auch mittelfristig schwierig bleiben. In fast allen unseren Kernmärkten ist die Strom- und Gasnachfrage im letzten Jahr deutlich zurückgegangen, der europäische Emissionshandel liegt am Boden, weil es praktisch überhaupt keine Nachfrage mehr nach Emissionszertifikaten gibt. Gleichzeitig erobern die hoch subventionierten Erneuerbaren in immer stärkerem Maße die europäischen Energiesysteme und entwerten die konventionelle Stromproduktion, vor allem unsere hochmodernen, klimaschonenden Gaskraftwerke.

Wir sehen aber auch, dass die neuen Geschäfte wie Russland, Erneuerbare oder E&P, die wir in den letzten fünf Jahren auf- und stark ausgebaut haben, bereits gute Früchte tragen und materiell zum Ergebnis beisteuern. Sie können zwar die schwierige Situation in der Stromerzeugung und in einigen unserer regionalen Märkte noch nicht vollständig ausgleichen, setzen aber einen spürbaren Gegentrend. Deshalb haben wir im letzten Jahr etwa mit dem Einstieg in die Strommärkte in Brasilien und der Türkei und in unseren europäischen Kernmärkten mit dem Ausbau der dezentralen Erzeugung und den Erneuerbaren Energien neue Grundlagen für künftige Ergebnisträger gelegt.

Die aktuellen Herausforderungen zwingen uns aber, noch entschlossener unternehmerisch vorzugehen, um unsere strategische Neuausrichtung unter gedrückten Ertragserwartungen angehen zu können. Dazu zählt zuallererst größte finanzielle Disziplin. Wir müssen uns darauf einstellen, dass wir in unserem laufenden Geschäft weniger Mittel für neue Investitionen erwirtschaften können, sodass wir mit den zur Verfügung stehenden Investitionsmitteln sehr gezielt umgehen müssen. Unsere neue Planung sieht daher ausschließlich ausgewählte Investitionen in besonders attraktive und werthaltige Wachstumsfelder vor, die den Umbau des Konzerns voranbringen. In diesem Jahr planen wir Gesamtinvestitionen von gut 6 Mrd €, davon entfallen knapp 4 Mrd € auf den Abschluss von einigen wenigen, vor Jahren begonnenen Großprojekten in der Erzeugung und bei Gasspeichern, auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und unsere Aktivitäten außerhalb Europas, auf das Netzgeschäft rund 1,5 Mrd € und auf Wartung und Instandhaltung bestehender Anlagen rund 700 Mio €. In den nächsten Jahren werden wir unsere Konsolidierung konsequent fortsetzen und deshalb unsere Investitionen um fast 2 Mrd € zurückfahren. Neubaupläne für konventionelle Großkraftwerke legen wir konsequent ad acta.

Ebenso wichtig bleiben weiterhin Kostensenkungen und Effizienzverbesserungen in allen unseren Geschäften und Prozessen, wie wir sie im Rahmen des Programms E.ON 2.0 erfolgreich initiiert haben. Wir sind auf gutem Weg, unser Ziel zu erreichen, die beeinflussbaren Kosten bis spätestens 2015 auf 8,3 Mrd € zu drücken. Kapitalfreisetzung, die durch erfolgreiche Desinvestitionen möglich wurden, sichern unsere Bilanz zusätzlich ab. So haben wir aus der Veräußerung von nicht mehr strategischen Beteiligungen bis Ende 2012 etwa 14 Mrd € Erlöst. Unser ursprüngliches Ziel von 15 Mrd € werden wir deutlich übertreffen und peilen nun bis zu 20 Mrd € an. Diese Mittel dienen dem Schuldenabbau, aber auch der Investition in zukünftige Wachstumsfelder.

Natürlich werden wir mit Nachdruck auch um die Profitabilität in unserem Bestandsgeschäft, vor allem in der konventionellen Erzeugung, kämpfen. Von der Politik fordern wir ein neues Marktdesign für den Strommarkt mit fairen Regeln für die Vorhaltung von Kraftwerksleistung und einer langfristigen Anreizregelung für den Bau neuer Anlagen. Bis dieses neue Marktdesign eingeführt ist, werden wir in diesem Bereich noch strikter als bisher die Kosten senken und die Effizienz steigern. Wir prüfen in diesem Zusammenhang die Schließung von einzelnen Anlagen in Europa mit einer Gesamtkapazität von 11 GW.

Gleichzeitig bauen wir unser dezentrales Energiegeschäft deutlich aus. Auf der Basis verschiedenster Aktivitäten im Konzern werden wir Kleinanlagen mit intelligenter Energietechnik für breite Kundengruppen verfügbar machen und in einem nächsten Schritt durch ein gemeinsames Energiemanagement bündeln. Mit dem Gesamtsystem verbunden, können dezentrale Anlagen zu einer Schlüsseltechnologie der Energiewende werden. 1.000 Kleinanlagen mit je 1 MW sind für uns unternehmerisch so interessant und wertvoll wie ein großes Kraftwerk.

Zu unseren Zukunftsgeschäften gehört weiterhin der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Mit insgesamt gut 4,8 GW zählen wir bei Onshore-Wind in den USA und bei Offshore-Wind in Europa zu den Top-Playern. Als Spezialist für besonders effiziente Projektentwicklung ist es uns gelungen, bei Anlagenverfügbarkeit und Kostenposition eine Spitzenstellung einzunehmen. Nicht zuletzt trägt unsere Erneuerbaren-Flotte bereits heute signifikant zum Konzernergebnis bei. Diesen Weg werden wir auch in den nächsten Jahren konsequent weiterverfolgen: Derzeit haben wir rund 2 GW Erneuerbare im Bau. Wir konzentrieren uns dabei auf Offshore-Wind in Europa und Onshore-Wind in Nordamerika. Hier stehen nach dem erfolgreichen Abschluss von London Array drei Projekte, unter anderem Amrumbank West in der deutschen Nordsee, auf der Agenda. Im Bereich Erneuerbare nutzen wir schon heute konsequent die Möglichkeiten, mit geringem Kapitaleinsatz viel zu bewegen. So haben wir am Beispiel der geplanten Veräußerung von Anteilen an drei amerikanischen Windparks an einen dänischen Pensionsfonds gezeigt, wie wir unsere Fähigkeiten bei geringer Kapitalbindung wertschaffend nutzen.

Von unseren Aktivitäten außerhalb Europas ist neben dem nordamerikanischen Windkraftgeschäft unser Erzeugungsgeschäft in Russland am weitesten entwickelt. E.ON Russia verfügt über die effizientesten Anlagen im russischen Strommarkt, sie liegen in Regionen mit solidem Wirtschaftswachstum und steigendem Energiebedarf. Wir haben vier moderne GuD-Kraftwerksblöcke in Shaturskaya, Yaivinskaya und Surgutskaya mit einer Gesamtkapazität von 1.600 MW in Betrieb genommen, für die insgesamt 1,8 Mrd € investiert wurden. Und wir sind ein weiteres großes Neubauprojekt in Russland angegangen. Im Jahr 2014 werden wir im Kraftwerk Berezowskaja im Gebiet von Krasnojarsk einen Kohlekraftwerksblock mit einer Kapazität von 800 MW fertigstellen. Im letzten Jahr haben wir mit den beiden Joint Ventures in Brasilien und der Türkei nun den Einstieg in weitere Märkte mit hohen Wachstumsraten geschafft. Dabei sind wir in bereits bestehende Portfolios eingestiegen, an deren Weiterentwicklung wir von Beginn an partizipieren werden. Unser Joint Venture mit der türkischen Sabanci Holding soll bis 2020 einen Anteil von 10 Prozent am türkischen Erzeugungsmarkt erreichen. Und auch unser Joint Venture mit MPX in Brasilien kommt voran und entwickelt Kraftwerksprojekte, die ab der zweiten Hälfte des Jahrzehnts zunehmende Ergebnisbeiträge liefern werden. Das erste gemeinsame Projekt soll noch im Herbst dieses Jahres ans Netz gehen.

Meine Damen und Herren, machen wir uns nichts vor: Die Rahmenbedingungen für unser Unternehmen sind schwierig. Dies hat sich nicht zuletzt in der Entwicklung des E.ON-Aktienkurses widerspiegelt, die für uns alle im Jahr 2012 unbefriedigend war. Der erwartete Ertragsrückgang aus Marktveränderungen und -verwerfungen wird auch nicht von heute auf morgen auszugleichen sein.

Wir sollten aber nicht übersehen, dass wir 2012 strategisch und operativ auch bemerkenswerte Fortschritte gemacht haben. Unser Ziel bleibt, zu den besten Unternehmen der Branche zu gehören. Seien Sie gewiss, dass wir alles dafür tun, um das Unternehmen wieder auf Erfolgskurs zu bringen.

Ich danke Ihnen im Namen des Vorstands, dass Sie uns in diesen schwierigen Zeiten wieder großes Vertrauen entgegengebracht haben. Mein Dank gilt außerdem den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die sich im vergangenen Jahr in besonderem Maße für E.ON eingesetzt haben.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

*Sehr geehrte Aktionärinnen  
und Aktionäre,*

das Jahr 2012 war geprägt durch weiterhin starke Anspannungen im globalen Wirtschafts- und Finanzsystem und auch im Energiesektor haben sich weitere tief greifende Änderungen vollzogen.

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2012 seine Aufgaben und Pflichten nach Gesetz, Satzung und Geschäftsordnung umfassend und sorgfältig wahrgenommen. Er hat sich intensiv mit der Lage des Unternehmens beschäftigt und die Konsequenzen der sich ständig verändernden energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausführlich diskutiert.

Wir haben den Vorstand bei der Führung des Unternehmens regelmäßig beraten und seine Tätigkeit kontinuierlich überwacht. Dabei haben wir uns von der Recht-, Zweck- und Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensführung überzeugt. In alle Geschäftsvorgänge von besonderer Bedeutung für das Unternehmen waren wir unmittelbar eingebunden und haben diese auf Basis der Berichte des Vorstands ausführlich erörtert. In drei ordentlichen und zwei außerordentlichen Sitzungen des Aufsichtsrats der E.ON AG sowie in drei Sitzungen des Aufsichtsrats der E.ON SE haben wir uns im Geschäftsjahr 2012 gründlich mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen befasst. Sämtliche Aufsichtsratsmitglieder der E.ON AG nahmen an allen Sitzungen des Aufsichtsrats teil, mit Ausnahme von zwei Mitgliedern, die an je einer Sitzung verhindert waren. An den Aufsichtsratssitzungen der E.ON SE nahmen sämtliche zum jeweiligen Zeitpunkt bereits in den Aufsichtsrat bestellten Mitglieder teil, mit Ausnahme eines Mitglieds bei einer Sitzung. Durch den Vorstand wurden wir regelmäßig und zeitnah sowohl schriftlich als auch mündlich umfassend informiert. Wir hatten ausreichend Gelegenheit, uns im Plenum und in den Ausschüssen des Aufsichtsrats aktiv mit den Berichten, Anträgen und Beschlussvorschlägen des Vorstands auseinanderzusetzen. Soweit dies nach Gesetz, Satzung oder

Geschäftsordnung erforderlich war, haben wir unser Votum abgegeben und nach eingehender Prüfung und Beratung den Beschlussvorschlägen des Vorstands zugestimmt.

Darüber hinaus fand während des gesamten Geschäftsjahres ein regelmäßiger Informationsaustausch zwischen dem Aufsichtsratsvorsitzenden und dem Vorstandsvorsitzenden statt. Zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats hat der Aufsichtsratsvorsitzende auch außerhalb der Sitzungen Kontakt gehalten, um seinen Pflichten nachzukommen. Der Aufsichtsrat war insofern immer über die aktuelle operative Entwicklung der Konzerngesellschaften, die wesentlichen Geschäftsvorfälle, die Entwicklung der Finanzkennzahlen und relevante anstehende Entscheidungen informiert.

### Konzernstrategie

Die wesentlichen Aspekte der strategischen Weiterentwicklung des Konzerns sowie die damit im Zusammenhang stehenden Beteiligungs- und Desinvestitionsprojekte haben wir intensiv geprüft, hinterfragt und umfassend mit dem Vorstand diskutiert.

Der Vorstand berichtete regelmäßig ausführlich über die Umsetzung der im November 2010 beschlossenen strategischen Neuausrichtung des Konzerns, insbesondere vor dem Hintergrund der veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa sowie der weiteren Verschlechterung der konjunkturellen Entwicklung in Europa aufgrund der ungelösten Staatsschuldenkrise und ihrer Auswirkungen auf die Wirtschaft. Hierzu diente unter anderem eine zweitägige Strategiesitzung des Aufsichtsrats im August 2012, wobei wir mit Blick auf das jeweilige Wettbewerbsumfeld auch Chancen und Risiken verschiedener Alternativen eingehend mit dem Vorstand diskutierten. Die Strategie „cleaner & better energy“ hat weiter Bestand und wird durch den Vorstand in enger Abstimmung mit dem Aufsichtsrat umgesetzt, stetig weiterentwickelt und weiter detailliert.

In diesem Zusammenhang informierte uns der Vorstand insbesondere über die Aktivitäten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Chancen im dezentralen Energieerzeugungsgeschäft und die geplanten Aktivitäten von E.ON außerhalb Europas. Hierzu zählten insbesondere die Gründung des Joint Ventures mit dem brasilianischen Unternehmen MPX und die Transaktionen im Rahmen des Markteintritts in der Türkei, denen der Aufsichtsrat zugestimmt hat. Über weitere Wachstumsoptionen wurden wir ebenfalls zeitnah informiert.

Weitere Maßnahmen zur Optimierung des Portfolios im Rahmen der Umsetzung der Konzernstrategie stellte der Vorstand ausführlich dar, unter anderem die Veräußerungen des Gasfernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe, unserer Beteiligungen an dem deutschen Regionalversorgungsunternehmen E.ON Thüringer Energie AG, an dem slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s. (SPP) sowie an dem britischen Kernkraftwerksprojekt Horizon Nuclear Power. Weiterhin informierte der Vorstand ausführlich über den Verkauf von 51 Prozent der im Bereich Abfallverbrennung tätigen E.ON Energy from Waste AG, über den geplanten Verkauf von jeweils 50 Prozent an drei in den USA gelegenen Windparks sowie über die Abgabe weiterer Beteiligungen. Soweit erforderlich, erteilte der Aufsichtsrat seine Zustimmung zu den Transaktionen.

Schließlich befasste sich der Aufsichtsrat mit der Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit von E.ON angesichts der sich verschlechternden wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen. Im besonderen Fokus standen die Umsetzung und der jeweilige Stand des im August 2011 gestarteten Restrukturierungsprogramms E.ON 2.0. Bereits im Jahr 2012 konnten signifikante Umstrukturierungen und Kostensenkungen gegenüber 2010, zum Teil auch durch deutlichen Personalabbau, erzielt werden. Auf diesem Weg wird eine langfristige Senkung der beeinflussbaren Kosten gewährleistet, um so eine nachhaltige Performance-Steigerung zu ermöglichen. Mittelfristiges Ziel des E.ON-Konzerns ist es, das Top-Quartil der Branche in der Performance von operativen und administrativen Funktionen zu erreichen.

## **Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft**

Breiten Raum nahm bei unseren Beratungen die Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (Societas Europaea, SE) ein. Die SE bietet europäischen Unternehmen die Möglichkeit, in einer EU-weit anerkannten Rechtsform aufzutreten. Gemeinsam mit dem Vorstand hatte der Aufsichtsrat die Umwandlung der Hauptversammlung vorgeschlagen, die dem Vorhaben mit über 99 Prozent der abgegebenen Stimmen zugestimmt hat. Mit der Eintragung in das Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf ist die Umwandlung der Gesellschaft in die E.ON SE am 15. November 2012 wirksam geworden.

E.ON ist der vierte DAX-Konzern, der als europäische Gesellschaft konstituiert ist. Ziel der Umwandlung war vor allem, mit einer schlankeren Governance-Struktur die Gremienarbeit effizienter und wirkungsvoller zu machen. Zudem unterstreichen die Rechtsform und die deutliche Europäisierung in der Gremienbesetzung die klare internationale Ausrichtung des E.ON-Konzerns. Ferner wurde der Aufsichtsrat im Rahmen der Umwandlung – unter Beibehaltung der paritätischen Mitbestimmung – von bisher 20 auf nunmehr zwölf Mitglieder verkleinert.

## **Wirtschaftliche Lage und energiepolitische Rahmenbedingungen, Mittelfristplanung und Verfahren**

Die wirtschaftliche Lage der Konzerngesellschaften haben wir vor dem Hintergrund der Entwicklung auf den nationalen und internationalen Energiemärkten, über die uns der Vorstand kontinuierlich informierte, ausführlich besprochen. Im Plenum haben wir uns mit der aktuellen Vermögens-, Finanz- und Ertragslage, der Beschäftigungsentwicklung sowie den Ergebnischancen und -risiken der E.ON AG beziehungsweise SE und des Konzerns befasst. Im Rahmen der Erörterung der Mittelfristplanung des Konzerns nahm der Aufsichtsrat den aktuellen Stand der Planung für die Jahre 2013 bis 2015 zur Kenntnis und erörterte mit dem Vorstand das weitere Vorgehen.

Themen unserer Beratungen waren die Auswirkungen der konjunkturellen Entwicklung Europas im Zuge der anhaltenden europäischen Staatsschuldenkrise, der nach wie vor vielfältigen staatlichen Interventionen mit nachhaltigen Auswirkungen auf das Energiegeschäft in ganz Europa sowie der weiterhin weltweit geringen gesamtwirtschaftlichen Dynamik auf die wirtschaftliche Lage von E.ON. Daneben befassten wir uns mit der aktuellen Entwicklung der für E.ON relevanten Märkte, der Entwicklung der globalen Brennstoffpreise und des Strompreises sowie den wachsenden Überkapazitäten im Stromerzeugungsgeschäft in Deutschland und in den Kernmärkten von E.ON. Dabei wurden auch weitere Auswirkungen der deutlich veränderten Rahmenbedingungen aufgrund der Energiewende in Deutschland für das Geschäft von E.ON insgesamt behandelt. Darüber hinaus berichtete uns der Vorstand über den aktuellen Stand der Verhandlungen mit den Gasproduzenten im Hinblick auf die Konditionen der langfristigen Erdgasbezugsverträge.

Der Vorstand unterrichtete uns auch darüber, in welchem Umfang derivative Finanzinstrumente eingesetzt wurden und wie sich deren Regulierung auf das Geschäft auswirkt. Darüber hinaus haben wir die Ratingsituation der Gesellschaft mit dem Vorstand diskutiert. Daneben informierte uns der Vorstand regelmäßig über die Entwicklungen in einzelnen Märkten von E.ON und erforderliche Wertberichtigungen. In diesem Zusammenhang haben wir die Auswirkungen auf das Geschäftsumfeld von E.ON vor dem Hintergrund einer weiteren Verschlechterung der langfristigen Strompreisentwicklung, der zukünftigen Auslastung von Kraftwerken sowie zunehmender regulatorischer Eingriffe und fiskalpolitischer Maßnahmen umfassend erörtert.

Ein wesentliches Thema der Diskussionen im Aufsichtsrat war auch der aktuelle Stand der Verfassungsbeschwerde im Zusammenhang mit der Novelle des deutschen Atomgesetzes. Dazu gehörte auch die Erörterung der Gründe für das rechtliche Vorgehen gegen die mit der Energiewende in Deutschland in Zusammenhang stehenden Gesetze und Verordnungen. Zudem wurde regelmäßig der aktuelle Stand der rechtlichen Auseinandersetzungen im Zusammenhang mit dem Kraftwerksneubau in Datteln ausführlich behandelt. Auch stellte der Vorstand regelmäßig die laufenden Kartellverfahren und Untersuchungen der Europäischen Union detailliert dar. Darüber hinaus haben wir uns eingehend mit den zunehmenden politischen und regulatorischen Eingriffen europäischer Regierungen, zum Beispiel in Italien, Spanien, Schweden, Ungarn und den Niederlanden befasst.

## Corporate Governance

Der Aufsichtsrat hat auch im Geschäftsjahr 2012 die Umsetzung der Vorschriften des Corporate-Governance-Kodex bei E.ON intensiv behandelt.

Der Aufsichtsrat hat sich mit den wiederkehrenden Angelegenheiten der Vorstandsvergütung beschäftigt sowie im Rahmen der regelmäßigen Überprüfung des Vergütungssystems des Vorstands einen Beschluss zur teilweisen Anpassung der variablen Vergütungsbestandteile getroffen. Infolgedessen hat der Aufsichtsrat – gemeinsam mit dem Vorstand – am 13. März 2012 unsere Entsprechenserklärung im Hinblick darauf aktualisiert, dass von der Empfehlung abgewichen wird, wonach bei der Vergütung des Vorstands eine nachträgliche Änderung der Erfolgsziele oder Vergleichsparameter ausgeschlossen sein soll. Die dieser Erklärung zugrunde liegende Entscheidung steht im Zusammenhang mit Angelegenheiten der Vorstandsvergütung, über die im auf den Seiten 83 bis 92 abgedruckten Vergütungsbericht ausführlich berichtet wird.

In der turnusgemäß zum Jahresende abgegebenen Entsprechenserklärung haben wir – ebenfalls gemeinsam mit dem Vorstand – am 10. Dezember 2012 erläutert, dass den Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ in der Fassung vom 15. Mai 2012 mit der soeben beschriebenen Ausnahme entsprochen wird. Ferner haben wir erklärt, dass den Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ in der Fassung vom 26. Mai 2010 seit Abgabe der letzten Erklärung am 12. Dezember 2011 bis zur Aktualisierung der Entsprechenserklärung am 13. März 2012 mit einer Ausnahme und seither zusätzlich mit der oben genannten Ausnahme in Bezug auf die Vorstandsvergütung entsprochen wurde. Bei der anderen Ausnahme handelte es sich um die seit dem Geschäftsjahr 2011 geltenden Vergütungsregeln für den Aufsichtsrat, die keine erfolgsorientierte Vergütungskomponenten mehr vorsehen. Mit der Neufassung des Deutschen Corporate Governance Kodex am 15. Mai 2012 ist diese Empfehlung entfallen, so dass nach der neuen Fassung keine Abweichung mehr erklärt werden muss. Die aktuelle Fassung der Entsprechenserklärung finden Sie im Corporate-Governance-Bericht auf Seite 77, die jeweils aktuelle Entsprechenserklärung sowie frühere Fassungen sind im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht.



Dem Aufsichtsrat lagen keine Anzeichen für Interessenkonflikte von Vorstands- und Aufsichtsratsmitgliedern vor.

Weiterhin hat sich der Aufsichtsrat mit den Ergebnissen seiner Effizienzprüfung befasst. In diesem Zusammenhang wurden zu ausgewählten Themen mehrfach Aus- und Fortbildungsveranstaltungen für die Mitglieder des Aufsichtsrats durchgeführt. Die im Jahr 2012 neu in den Aufsichtsrat eingetretenen Mitglieder erhielten zur Vorbereitung auf ihre neuen Aufgaben umfangreiches Informationsmaterial und wurden im Rahmen einer gesonderten Fortbildungsveranstaltung über ihre Rechte und Pflichten sowie aktuelle Entwicklungen informiert.

Schließlich hat der Aufsichtsrat die Ziele für seine Zusammensetzung, die erstmals im Dezember 2010 im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex vom Aufsichtsrat beschlossen worden waren, mit Blick auf die Umwandlung der Gesellschaft in eine SE und die damit einhergehende Verkleinerung des Aufsichtsrats angepasst. Die Ziele und der Stand ihrer Umsetzung sind im Corporate Governance-Bericht auf den Seiten 80 und 81 abgedruckt.

## Arbeit der Ausschüsse

Der Aufsichtsrat der E.ON AG beziehungsweise der E.ON SE hat die im Folgenden näher beschriebenen Ausschüsse gebildet, um seine Aufgaben sorgfältig und effizient wahrnehmen zu können. Angaben zur Zusammensetzung der Ausschüsse befinden sich im Corporate-Governance-Bericht auf den Seiten 81 und 82. Im gesetzlich zulässigen Rahmen hat der Aufsichtsrat eine Reihe von Beschlusszuständigkeiten an die Ausschüsse übertragen. Über Gegenstand und Ergebnis der Sitzungen berichtete der jeweilige Ausschussvorsitzende regelmäßig und zeitnah an das Aufsichtsratsplenum.

Das Präsidium des Aufsichtsrats der E.ON AG hat insgesamt fünfmal, das der E.ON SE einmal getagt. Bei den Sitzungen waren jeweils sämtliche Mitglieder anwesend. Insbesondere wurden in diesem Gremium die Sitzungen des Aufsichtsrats vorbereitet. Unter anderem hat das Präsidium Angelegenheiten der Vorstandsvergütung vorbereitet, das Vergütungssystem des Vorstands überprüft und Beschlüsse hierzu für den Aufsichtsrat umfassend vorbereitet. Außerdem befasste sich das Präsidium intensiv mit der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft und allen damit im Zusammenhang stehenden Themen, einschließlich der Umwandlungsdokumente und der Satzung der E.ON SE sowie der entsprechenden Geschäftsordnungen von Aufsichtsrat und Ausschüssen.

Der personenidentisch besetzte Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG hat im Berichtszeitraum nicht getagt. Mit der Umwandlung der Gesellschaft in eine SE ist dieses Gremium entfallen.

Der Nominierungsausschuss tagte einmal und bereitete in dieser Sitzung den Wahlvorschlag des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung für die Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat der E.ON SE vor. An dieser Sitzung nahmen alle Mitglieder des Ausschusses teil. Bei den Wahlvorschlägen an den Aufsichtsrat hat der Nominierungsausschuss neben den Anforderungen des Aktiengesetzes, des Deutschen Corporate Governance Kodex und der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats auch die vom Aufsichtsrat für seine Zusammensetzung beschlossenen Ziele berücksichtigt und so sichergestellt, dass die Aufsichtsratsmitglieder und das Gremium in seiner Gesamtheit über die zur ordnungsgemäßen Wahrnehmung der Aufgaben erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen.

Der Finanz- und Investitionsausschuss der E.ON AG kam in vier Sitzungen und bei der E.ON SE ein weiteres Mal zusammen. An allen Sitzungen nahmen die jeweiligen Mitglieder vollzählig teil. Der Ausschuss behandelte unter anderem die Gründung eines Joint Ventures mit dem brasilianischen Unternehmen MPX, die Veräußerung des deutschen Ferngasleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe, die teilweise Veräußerung der im Bereich Abfallverbrennung tätigen E.ON Energy from Waste, den Verkauf unserer Beteiligungen an der E.ON Thüringer Energie in Deutschland und an dem slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s. (SPP) sowie den jeweiligen Stand des Markteintritts in der Türkei. Daneben bereitete der Ausschuss in den Sitzungen insbesondere die entsprechenden Beschlüsse des Aufsichtsrats zu diesen Transaktionen vor oder entschied, soweit er hierzu befugt war, selbstständig über diese. Ferner wurden zwei sogenannte Post Completion Audits zu Investitionsmaßnahmen im Bereich Erneuerbare Energien aus dem Jahr 2007 durchgeführt. Die Ergebnisse dieser regulären Überprüfung hat der Ausschuss mit dem Vorstand eingehend diskutiert.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss hielt im Geschäftsjahr 2012 vier Sitzungen ab, bei denen stets alle Mitglieder anwesend waren. Der Ausschuss befasste sich im Rahmen einer eingehenden Prüfung – unter Berücksichtigung der Prüfberichte des Abschlussprüfers und im Gespräch mit diesem – insbesondere mit dem handelsrechtlichen Jahresabschluss und dem Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2011 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie den Zwischenabschlüssen der E.ON AG im Jahr 2012. Der Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2012 und erteilte die Aufträge für dessen Prüfungsleistungen, legte die Prüfungsschwerpunkte fest, beschloss die Vergütung des Abschlussprüfers und überprüfte dessen Qualifikation und Unabhängigkeit nach den Anforderungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Ausschuss hat sich davon überzeugt, dass beim Abschlussprüfer keine Interessenkonflikte vorliegen. Gegenstand umfassender Erörterung waren insbesondere Fragen der Rechnungslegung, des internen Kontrollsystems und des Risikomanagements, bezogen auf den Rechnungslegungsprozess. Darüber hinaus hat der Ausschuss den mit dem Konzernlagebericht zusammengefassten Lagebericht und den Vorschlag für die Gewinnverwendung für das Geschäftsjahr 2012 eingehend diskutiert, die entsprechenden Empfehlungen an den Aufsichtsrat vorbereitet und dem Aufsichtsrat berichtet. In diesem Zusammenhang hat der Ausschuss auch die Entwicklung der bedeutenden Investitionsprojekte sowie die Ergebnisse aus den Impairment-Tests und die erforderlichen Wertberichtigungen ausführlich behandelt. Die Prüfung und Qualitätssicherung des Risikomanagements bildeten weitere Schwerpunkte. Im Mittelpunkt standen neben der Organisation der Risikoüberwachung die Risikolage und Risikotragfähigkeit des Unternehmens, insbesondere im Hinblick auf die Kredit-, Liquiditäts-, Länder-, Markt- und operativen Risiken. Dazu diente neben der Zusammenarbeit mit den Abschlussprüfern unter anderem die Berichterstattung aus dem Risikokomitee der Gesellschaft. Darüber hinaus befasste sich der Ausschuss ausführlich mit der Arbeit der internen Revision einschließlich der Prüfungsplanung im Jahr 2012 sowie der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte für 2013. Ferner erörterte der Ausschuss den Compliance-Bericht und das E.ON-Compliance-System sowie andere prüfungsrelevante Themen. Der Vorstand berichtete zudem über schwebende Verfahren, rechtliche und regulatorische Risiken für das Geschäft des E.ON-Konzerns, die Untersuchung eines Betrugsfalls bei der E.ON Energy Trading SE sowie aktuelle Steuer- und Versicherungsthemen.

### **Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses zum 31. Dezember 2012, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag**

Der Jahresabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2012, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht sowie der nach IFRS aufgestellte Konzernabschluss wurden durch den von der Hauptversammlung gewählten und vom Aufsichtsrat beauftragten Abschlussprüfer, PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Der vorliegende IFRS-Konzernabschluss befreit von der Pflicht, einen Konzernabschluss nach deutschem Recht aufzustellen.

Ferner prüfte der Abschlussprüfer das Risikofrüherkennungssystem der E.ON SE. Diese Prüfung ergab, dass der Vorstand Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen zur Risikoüberwachung in geeigneter Form getroffen hat und das Risikofrüherkennungssystem seine Aufgaben erfüllt.

Den handelsrechtlichen Jahresabschluss, den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht der E.ON SE sowie den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns haben wir – in Gegenwart des Abschlussprüfers und in Kenntnis sowie unter Berücksichtigung des Berichts des Abschlussprüfers und der Ergebnisse der Vorprüfung durch den Prüfungs- und Risikoausschuss – geprüft und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 12. März 2013 ausführlich besprochen. Der Abschlussprüfer stand für ergänzende Fragen und Auskünfte zur Verfügung. Wir haben festgestellt, dass auch nach dem abschließenden Ergebnis unserer Prüfungen keine Einwände bestehen. Daher haben wir den Bericht des Abschlussprüfers zustimmend zur Kenntnis genommen.

Den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss der E.ON SE sowie den Konzernabschluss haben wir gebilligt. Der Jahresabschluss ist damit festgestellt. Dem zusammengefassten Lagebericht, insbesondere den Aussagen zur weiteren Unternehmensentwicklung, stimmen wir zu.

Den Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands, der eine Dividende von 1,10 € pro dividendenberechtigter Aktie vorsieht, haben wir auch im Hinblick auf die Liquidität der Gesellschaft sowie ihre Finanz- und Investitionsplanung geprüft. Der Vorschlag entspricht dem Gesellschaftsinteresse unter Berücksichtigung der Aktionärsinteressen. Nach Prüfung und Abwägung aller Argumente schließen wir uns dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an.

### **Personelle Veränderungen im Vorstand und im Aufsichtsrat**

Im Vorstand gab es im Geschäftsjahr 2012 keine personellen Veränderungen. Im Zuge der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft wurden die bisherigen Vorstandsmitglieder der E.ON AG zu Vorstandsmitgliedern der E.ON SE bestellt.

Dagegen wurde der paritätisch besetzte Aufsichtsrat im Rahmen der Umwandlung von bisher 20 Mitgliedern auf zwölf Mitglieder verkleinert und personell verändert. Bereits im Rahmen der Hauptversammlung 2012 wurden Baroness Denise Kingsmill, Frau Dr. Karen de Segundo sowie die Herren Werner Wenning, Prof. Dr. Ulrich Lehner, René Obermann und Dr. Theo Siegert als Vertreter der Anteilseigner in den Aufsichtsrat der E.ON SE gewählt. Als Vertreter der Arbeitnehmer wurden Frau Gabriele Gratz sowie die Herren Erhard Ott, Eugen-Gheorghe Luha, Klaus Dieter Raschke, Eberhard Schomburg und Willem Vis im Oktober zu Mitgliedern des Aufsichtsrats ernannt. Die Anteilseignervertreter des Aufsichtsrats der E.ON SE sind lediglich bis zum Ablauf der Hauptversammlung gewählt beziehungsweise bestellt, die über die Entlastung für das Geschäftsjahr 2012 beschließt. Die Arbeitnehmervertreter sind darüber hinaus auch für die nachfolgende Amtsperiode des Aufsichtsrats bestellt.

Der Aufsichtsratsvorsitzende der E.ON AG, Herr Werner Wenning, wurde auch zum Vorsitzenden des Aufsichtsrats der E.ON SE gewählt, zu dessen Stellvertretern bestimmte der Aufsichtsrat auf Vorschlag der Vertreter der Anteilseigner Herrn Prof. Dr. Lehner und auf Vorschlag der Arbeitnehmervertreter Herrn Ott.

Bei den Ausschüssen ergaben sich folgende Änderungen. Dem Präsidialausschuss der E.ON SE gehören nach der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats die Herren Wenning, Prof. Dr. Lehner und Ott an. Darüber hinaus wurde Herr Raschke zum weiteren Mitglied gewählt. Zu Mitgliedern des Finanz- und Investitionsausschusses der E.ON SE wurden

Frau Dr. de Segundo, Frau Gratz sowie die Herren Vis und Wenning gewählt. Ferner wählte der Aufsichtsrat der E.ON SE die Herren Dr. Siegert, Raschke, Schomburg und Wenning zu Mitgliedern des Prüfungs- und Risikoausschusses. Dem Nominierungsausschuss gehören gemäß Geschäftsordnung des Aufsichtsrats der E.ON SE die Herren Wenning und Prof. Dr. Lehner an, zum weiteren Mitglied wurde Frau Dr. de Segundo gewählt.

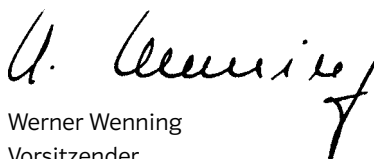
Ausgeschieden aus dem Aufsichtsrat sind im Zuge der Umwandlung der E.ON AG in die E.ON SE die Herren Bård Mikkelsen, Ulrich Hocker, Dr. Henning Schulte-Noelle und Dr. Georg Frhr. von Waldenfels als Anteilseignervertreter. An dieser Stelle möchte der Aufsichtsrat den Herren für ihre Verdienste um den Konzern danken. Sie haben E.ON (und teilweise noch die Vorgängergesellschaften VEBA und VIAG) im Aufsichtsrat über lange Jahre mit klugem Rat und unternehmerischem Weitblick begleitet.

Auf der Seite der Arbeitnehmervertreter sind die Herren Werner Bartoschek, Sven Bergelin, Oliver Biniek, Hans Prüfer, Dr. Walter Reitler und Hans Wollitzer mit dem Wechsel der Rechtsform der Gesellschaft aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Wir danken den Herren an dieser Stelle für ihre Arbeit im Aufsichtsrat der E.ON AG und ihr großes persönliches Engagement.

Für die im Geschäftsjahr 2012 erbrachten Leistungen, für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit dankt der Aufsichtsrat den Vorständen, Betriebsräten sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des E.ON-Konzerns.

Düsseldorf, den 12. März 2013  
Der Aufsichtsrat

Mit freundlichen Grüßen

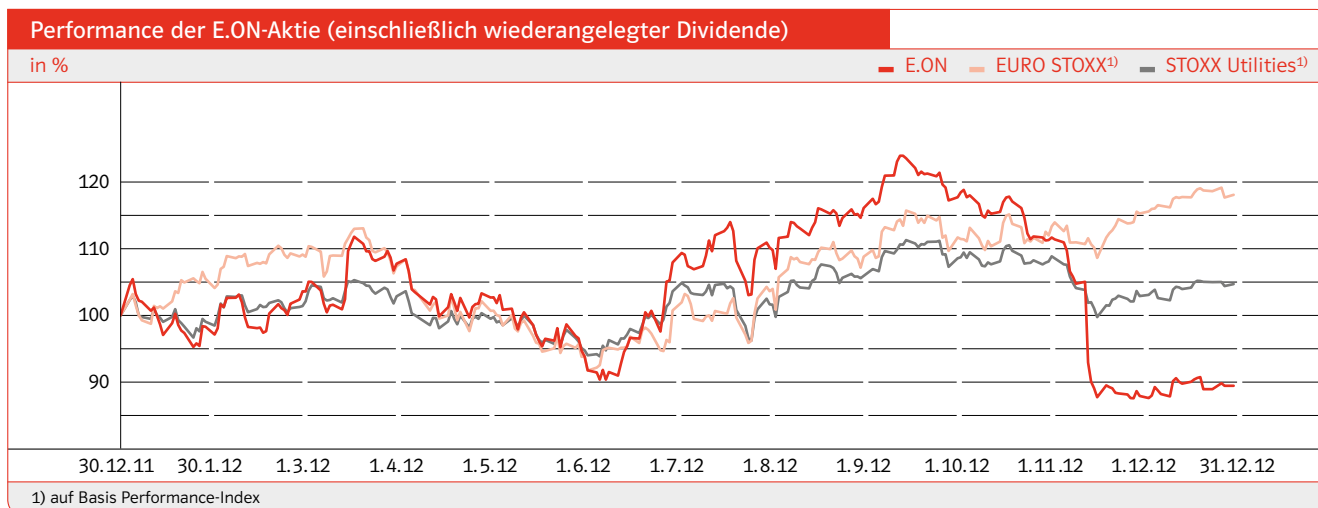


Werner Wenning  
Vorsitzender

## Entwicklung der E.ON-Aktie 2012

Am Ende des Jahres 2012 lag der Kurs der E.ON-Aktie um 11 Prozent (einschließlich wiederangelegter Dividende) unter dem Kurs zum Jahresende 2011 und entwickelte sich damit

schlechter als der Branchenindex STOXX Utilities (+5 Prozent im selben Zeitraum) und der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (+18 Prozent).



## Zehn-Jahres-Entwicklung der E.ON-Aktie

Ein Anleger, der Ende 2002 E.ON-Aktien im Wert von 5.000 € gekauft hatte, erreichte am Jahresende 2012 inklusive wiederangelegter Dividenden (einschließlich Sonderdividende 2006) einen Depotwert von 9.446 €. Dies entspricht einer durchschnittlichen Jahresrendite von 6,6 Prozent und liegt damit leicht unter der äquivalenten Wertentwicklung des Branchenindex STOXX Utilities (+6,9 Prozent), jedoch über der des EURO STOXX 50 (+4,0 Prozent).

### Entwicklung 2002–2012

	+/- %
E.ON	+89
STOXX Utilities	+95
EURO STOXX	+49

### Kennzahlen zur E.ON-Aktie<sup>1)</sup>

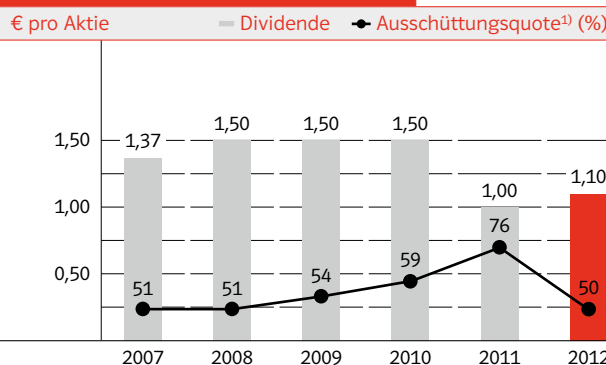
in € je Aktie	2012	2011
Ergebnis (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	1,16	-1,16
Ergebnis aus nachhaltigem Konzernüberschuss	2,20	1,31
Dividende <sup>2)</sup>	1,10	1,00
Dividendensumme (in Mio €)	2.097	1.905
Höchstkurs <sup>3)</sup>	19,52	25,11
Tiefstkurs <sup>3)</sup>	13,80	12,88
Jahresendkurs <sup>3)</sup>	14,09	16,67
Anzahl ausstehender Aktien (in Mio)	1.906	1.905
Marktkapitalisierung <sup>4)</sup> (in Mrd €)	26,9	31,8
Umsatz E.ON-Aktien <sup>5)</sup> (in Mrd €)	39,6	57,4

- 1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten  
 2) für das jeweilige Geschäftsjahr, Vorschlag für 2012  
 3) Xetra  
 4) auf Basis ausstehender Aktien  
 5) an allen deutschen Börsen inklusive Xetra

## Dividende

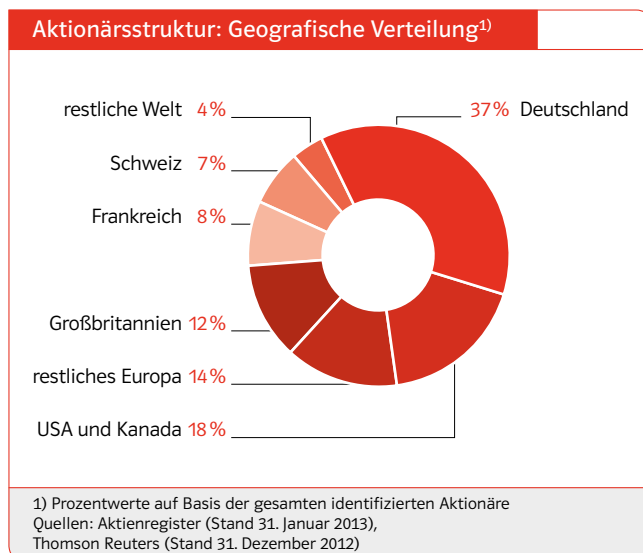
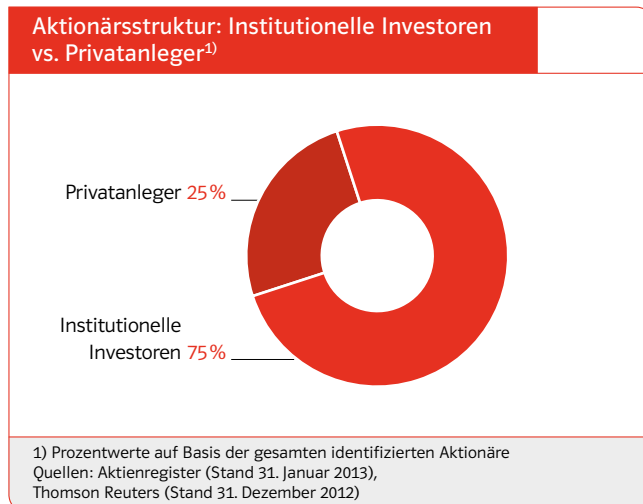
Für das Geschäftsjahr 2012 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende in Höhe von 1,10 € je Aktie vorgeschlagen (Vorjahr: 1,00 €). Die Ausschüttungsquote, gemessen am nachhaltigen Konzernüberschuss, liegt damit bei 50 Prozent, nach 76 Prozent im Vorjahr. Bezogen auf den Jahresendkurs 2012 beträgt die Dividendenrendite 7,8 Prozent.

### Dividendenentwicklung



## Aktionärsstruktur

Im Rahmen von E.ONs Aktionärsstrukturanalyse entfallen rund 75 Prozent unseres Aktienkapitals auf institutionelle Investoren und rund 25 Prozent auf private Anleger. Rund 37 Prozent der Anteile an E.ON befinden sich im Inlandsbesitz und rund 63 Prozent im Auslandsbesitz.



## Investor Relations

Unsere Investor-Relations-Arbeit basiert auf vier Prinzipien: Offenheit, Kontinuität, Glaubwürdigkeit und Gleichbehandlung aller unserer Investoren. In diesen Bereichen wollen wir uns jedes Jahr aufs Neue weiterentwickeln. Wir sehen es als unseren Auftrag, unsere Investoren auf regelmäßig stattfindenden Konferenzen und Roadshows, im Internet und im persönlichen Gespräch schnell und transparent zu informieren.

Das Jahr 2012 war erneut durch erhebliche strukturelle Herausforderungen im Sektor-Umfeld geprägt. Die nachhaltigen Ertragsperspektiven, insbesondere in der konventionellen Stromerzeugung in Europa, haben sich im Jahresverlauf noch einmal dramatisch verschlechtert. Im November 2012 mussten wir vor diesem Hintergrund unsere Prognose für 2013 sowie unseren Ausblick für die mittelfristige Ertragsentwicklung des Konzerns bis 2015 zurücknehmen. In den folgenden zwei Monaten wurde jedes Geschäft sehr genau analysiert, Risiken und Chancen bewertet und auf dieser Basis eine neue Mittelfristplanung erarbeitet. Wesentliche Ergebnisse wurden Analysten und Anlegern zeitnah auf einem Capital Market Day Ende Januar 2013 vorgestellt.

Die deutlich niedrigere Prognose für 2013 zeigt, dass E.ON dem schwierigen Marktumfeld in Europa nicht ausweichen kann. Wichtige Elemente unserer strategischen Ausrichtung behalten jedoch Gültigkeit. In unserem Investitionsprogramm haben wir eine klare Priorisierung vorgenommen und die Investitionsmittel im Vergleich zur letzten Planung deutlich reduziert. Kostensenkungen und Effizienzverbesserungen, die wir bereits im letzten Jahr angekündigt haben, werden wir konsequent umsetzen. Besonders attraktive und werthaltige Wachstumsfelder werden wir fokussiert weiterentwickeln. Wir wollen insbesondere die Chancen aus erneuerbaren und dezentralen Energielösungen sowie unseren organischen Wachstumsplattformen außerhalb Europas nutzen, um neue Grundlagen für künftige Ergebnisträger zu legen.

Trotz des schwierigen Umfelds haben wir kontinuierlich den intensiven und persönlichen Dialog mit unseren Analysten und Anlegern gesucht – regelmäßige Kommunikation und Beziehungspflege sind unerlässlich für eine gute Investor-Relations-Arbeit.

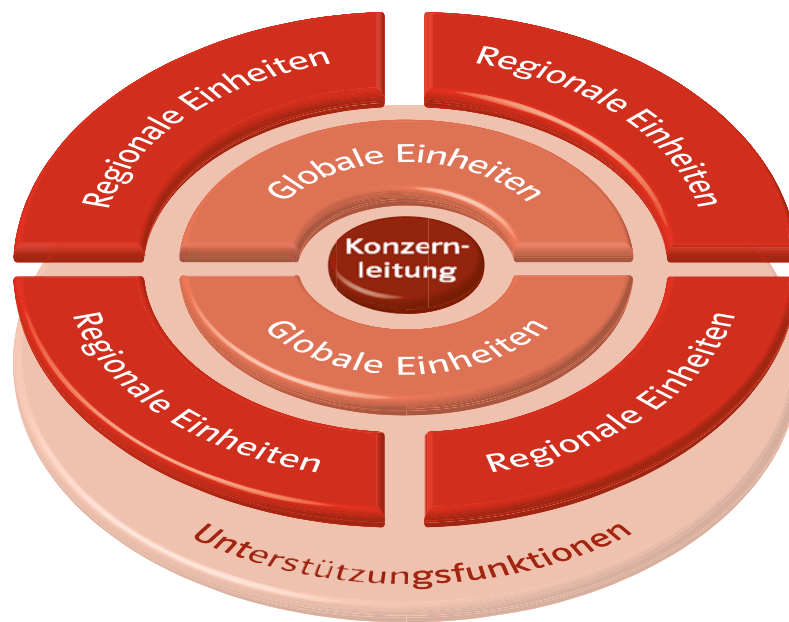
Mehr dazu?

[www.eon.com/investorrelations](http://www.eon.com/investorrelations)

Treten Sie mit uns in den Dialog:

[investorrelations@eon.com](mailto:investorrelations@eon.com)

- EBITDA und nachhaltiger Konzernüberschuss über Vorjahreswerten
- Operativer Cashflow deutlich über dem Vorjahresniveau
- Dividende in Höhe von 1,10 € vorgesehen
- Für das Jahr 2013 EBITDA zwischen 9,2 und 9,8 Mrd € erwartet



## Grundlagen des Konzerns

### Geschäftsmodell

E.ON ist ein bedeutendes privates Energieunternehmen. Die Struktur des E.ON-Konzerns ist durch eine klare Rollen- und Aufgabenverteilung im Verbund aller Konzerngesellschaften geprägt. Der Konzern ist seit Anfang 2011 in globale und regionale Einheiten gegliedert.

Die E.ON SE mit Sitz in Düsseldorf übernimmt als Konzernleitung steuernde Aufgaben für die gesamte Gruppe. Wir verstehen uns als global tätiger, spezialisierter Anbieter von Energielösungen. Fünf globale Einheiten sind verantwortlich für die Geschäftsfelder Erzeugung, Erneuerbare Energien, Neubau & Technologie, Optimierung & Handel und Exploration & Produktion. Elf regionale Einheiten führen das operative Geschäft in Europa, hinzu kommt Russland. Unterstützende Funktionen wie IT, Einkauf oder kaufmännische Steuerungssysteme werden funktional organisiert.

### Konzernleitung

Hauptaufgabe der Konzernleitung in Düsseldorf ist die Koordination des operativen Geschäfts und damit die Führung des Gesamtkonzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung, Finanzierungspolitik und -maßnahmen, die marktübergreifende Steuerung des Gesamtgeschäfts, das Risikomanagement, die laufende Optimierung unseres Portfolios und das Stakeholder-Management.

IT, Einkauf, Versicherung, Beratung sowie unsere kaufmännischen Steuerungssysteme leisten überall auf der Welt wertvolle Unterstützung für unser Kerngeschäft. Diese Einheiten beziehungsweise Bereiche haben wir funktional organisiert. So erzielen wir Synergieeffekte und profitieren vom Fachwissen, das länderübergreifend in unserem Konzern vorhanden ist.



Mit der E.ON International Energy werden wir in attraktiven und wachstumsstarken Regionen außerhalb Europas gemeinsam mit lokalen Partnern den Aufbau von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten vorantreiben. Darüber hinaus wollen wir in Europa den Bereich dezentrale Energie gezielt ausbauen. Mit der Mitte 2012 neu gegründeten Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies konzentrieren wir uns auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen für unsere Kunden. Diese Aktivitäten sind derzeit Bestandteil der Konzernleitung.

### Organisatorische Änderungen

Im Zusammenhang mit unserem konzernweiten Programm E.ON 2.0 haben wir schon im zweiten Halbjahr 2011 tief greifende Veränderungen gestartet, die 2012 vorangetrieben und teilweise bereits abgeschlossen wurden. Unter anderem haben wir seit dem 1. Januar 2012 die Geschäfte der früheren Segmente Handel und Gas in dem neuen Segment Optimierung & Handel zusammengeführt. Darüber hinaus bildet der bis Ende 2011 vom Segment Gas geführte Bereich Exploration & Produktion ein eigenes Segment. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

### Globale Einheiten

Alle Geschäftstätigkeiten in den zusammenwachsenden Märkten Europas führen wir länderübergreifend durch globale Funktionseinheiten.

Unsere vier berichtspflichtigen globalen Einheiten sind Erzeugung, Erneuerbare Energien, Optimierung & Handel und Exploration & Produktion. Hinzu kommt die Einheit Neubau & Technologie in der Konzernleitung.

In unserer globalen Einheit Neubau & Technologie haben wir umfassendes Know-how im Projektmanagement, in der Projektabwicklung und im Engineering vereint. Überall dort, wo wir aktiv sind, unterstützen wir den Betrieb bestehender sowie den Neubau von Anlagen. Darüber hinaus haben wir in dieser Einheit die Ausführung der konzernweiten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für unsere E.ON Innovation Center gebündelt.

### Erzeugung

Unser Kraftwerkspark gehört zu den größten und leistungstärksten in Europa. Mit bedeutenden Erzeugungsstandorten in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich und den Beneluxländern sind wir einer der geografisch am breitesten aufgestellten Stromerzeuger in Europa. Darüber hinaus ist unser Erzeugungsportfolio eines der ausgewogensten unserer Branche.

In der globalen Einheit Erzeugung sind alle konventionellen, das heißt alle fossilen und nuklearen Erzeugungskapazitäten innerhalb Europas gebündelt. Sie werden länderübergreifend gesteuert und optimiert.

### Erneuerbare Energien

Unsere globale Einheit Erneuerbare Energien treibt in vielen Ländern Europas und der Welt den Ausbau der regenerativen Energien voran. Der Einsatz Erneuerbarer Energien bietet großes Potenzial für Wirtschaft und Umwelt. Deshalb wollen wir den Anteil der Erneuerbaren im Portfolio von E.ON nachhaltig ausbauen und eine führende Rolle in diesem Wachstumsmarkt einnehmen. Für eine umweltfreundliche Energieversorgung suchen wir ständig nach neuen Lösungen und Technologien. Wir investieren deswegen signifikant in die Erneuerbaren wie Wind, Biomasse, Solar- und Meeresenergie.

### Optimierung & Handel

Unsere globale Einheit Optimierung & Handel ist das Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Energiehandelsmärkten und kauft beziehungsweise verkauft Strom, Gas, Flüssiggas (LNG), Öl, Kohle, Frachtkontingente, Biomasse und Emissionszertifikate. Sie steuert und entwickelt zudem Assets auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes, wie zum Beispiel Pipelines, Langfristlieferverträge oder Speicher.

### Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Wachstumssegment mit guten Perspektiven für die Zukunft. E.ON E&P ist in vier Fokusregionen aktiv. Hierzu gehören die britische und norwegische Nordsee, Russland und Nordafrika.

### Die regionalen Einheiten

Elf regionale Einheiten führen unser operatives Geschäft in Europa. Sie verantworten das kundennahe Vertriebsgeschäft, die regionale Infrastruktur sowie dezentrale Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig sind sie in ihren jeweiligen Ländern wichtige Partner der globalen Einheiten. Für diese nehmen sie wichtige Aufgaben wie das Personalmanagement und das Rechnungswesen wahr. In ihren jeweiligen Ländern sind die regionalen Einheiten zudem die alleinigen Ansprechpartner für alle relevanten Interessengruppen, zum Beispiel in der Politik, bei Behörden, Verbänden und Medien.

In folgenden Regionen waren wir 2012 tätig: Deutschland, Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich, Benelux, Ungarn, Tschechien, Slowakei, Rumänien und bis Ende Juni 2012 Bulgarien.

Hinzu kommt Russland als sogenannte Schwerpunktregion. Hier steht das Stromerzeugungsgeschäft im Vordergrund, das aufgrund seiner geografischen Lage und der fehlenden Einbindung in das europäische Verbundnetz nicht in die globale Erzeugungseinheit integriert wurde.

## Ziele und Strategie

„cleaner & better energy“ – das Angebot von saubererer und besserer Energie sowohl innerhalb als auch außerhalb Europas – ist das Leitmotiv unserer im November 2010 vorgestellten strategischen Ausrichtung. E.ON wird sich von einem primär europäischen Energieversorger zu einem globalen, spezialisierten Anbieter von Energielösungen transformieren. Mit dieser Marschrichtung haben wir einen klaren Anspruch an uns selbst formuliert und geben Antworten nicht nur auf aktuelle Herausforderungen, sondern auch auf langfristige Megatrends in der europäischen und globalen Energiewelt.

Mit „cleaner & better energy“ formulieren wir keine eigenen oder politischen Zielgrößen, sondern stellen an uns den Anspruch, einen Beitrag zur Verbesserung der Energiesysteme in unseren Märkten zu leisten. Wir sprechen bewusst von „clean“ und nicht von „green“. Und wir haben bewusst den Komparativ gewählt, da es nicht um absolute Werte oder Einheitsziele in allen Teilen der Welt gehen kann, sondern vielmehr um stetige Verbesserungsprozesse. In diesem Sinne sind „cleaner“ alle Produkte und Dienstleistungen, die dort, wo wir arbeiten, substanziell die Energiequalität, bezogen auf Umweltschutz und Effizienz, verbessern. „Better“ ist unsere Energie, wenn wir Leistungen erbringen und Technologien einsetzen, bei denen wir deutlich besser sind als der Wettbewerb und entsprechend überlegene Produkte und Dienstleistungen für unsere Kunden entwickeln.

Auch wenn im Laufe der letzten Jahre die Marktbedingungen in Europa für uns zunehmend schwieriger geworden sind, bleiben wir fest davon überzeugt, mit dieser Strategie gut für die Zukunft gewappnet zu sein. Wir glauben daran, dass sich das Energiesystem in Europa weiter in Richtung Erneuerbare Energien transformieren wird. Und wir glauben daran, dass der Energiebedarf in vielen Märkten außerhalb Europas durch ein stetiges Bevölkerungs- und Wohlstandswachstum weiter ansteigen wird. In allen Märkten werden wir aber nur dann dauerhaft erfolgreich sein, wenn wir uns auf das konzentrieren, was wir besser als andere können, und dies aufgrund einer hohen Performance auch zu wettbewerbsfähigen Konditionen anbieten.

Die Transformation von E.ON wird nicht über Nacht geschehen – aber sie ist umso wichtiger und dringlicher angesichts der großen Herausforderungen in unserem europäischen Geschäft. Die Strom- und Gasmärkte sind immer noch überversorgt, staatliche Regulierungen und Interventionen nehmen weiter zu. Marktintegration und Wettbewerbsprinzipien treten zunehmend in den Hintergrund. Auch die beschlossene Energiewende in Deutschland mit dem Ausstieg aus der Kernenergie

sowie der Rückfall der Eurozone und Europas in die Rezession beeinflussen unser Geschäft nachhaltig. Gleichzeitig wirken sich technologische Entwicklungen, wie zum Beispiel die deutlich gesunkenen Herstellungskosten für Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, auf unser Geschäft aus.

Unsere Strategie setzt auf klare Wettbewerbsvorteile und das Angebot effizienter, umweltfreundlicher Energielösungen inner- und außerhalb Europas. Von der Transformation unseres Unternehmens werden Mitarbeiter, Kunden und Investoren gleichermaßen profitieren.

### Strategische Schwerpunkte

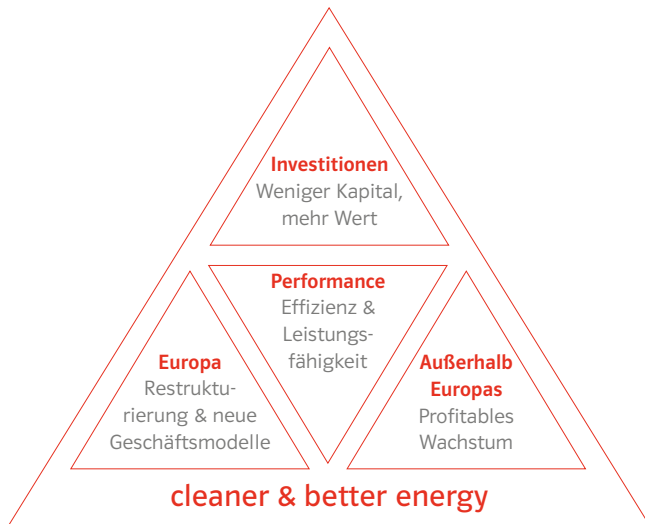
Alle unsere Aktivitäten haben ein gemeinsames Ziel: Wir wollen, dass Energie sauberer und besser wird. Selbst in wirtschaftlich schwierigen Zeiten sind wir davon überzeugt, dass Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz in einer unternehmerisch erfolgreichen Strategie miteinander vereinbar sind.

In den kommenden Jahren werden wir das E.ON-Geschäftsportfolio noch gezielter im Sinne unserer Strategie umbauen und E.ON damit weiter in Richtung eines ausgewogeneren Portfolios und höherer Profitabilität transformieren. Die Entwicklungsschwerpunkte liegen dabei auf dem Ausbau unserer Aktivitäten in den Bereichen Erneuerbare Energien, Erzeugung außerhalb Europas und dezentrale Energielösungen. Hier sehen wir große Marktchancen und können von unseren Kompetenzen profitieren. Neue Wachstumsinvestitionen werden wir daher auf diese Geschäfte lenken. In Europa wollen wir unsere Position stärker fokussieren. Hierfür wird sich E.ON auf bestehende und neue Geschäftsmodelle konzentrieren, bei denen wir unsere Expertise sowie Größen- und Synergievorteile in attraktive Renditen umsetzen können. Um die Transformation von E.ON voranzutreiben und unseren finanziellen Spielraum zu erhöhen, haben wir 2010 angekündigt, bis Ende 2013 Geschäfte im Wert von 15 Mrd € abzugeben. Bis Ende 2012 konnten wir bereits Verkäufe in Höhe von rund 14 Mrd € realisieren.

Ein weiterer zentraler Schwerpunkt liegt auf dem Thema Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit – ein entscheidender Erfolgsfaktor in einem zunehmend anspruchsvollen Marktumfeld. Unser Anspruch ist, unsere Strukturen und Prozesse deutlich effizienter zu gestalten und so nachhaltige Kosteneinsparungen zu realisieren. Gleichzeitig werden wir unsere operative Performance und Innovationskraft weiter steigern, um noch schneller auf Marktveränderungen zu reagieren.



Wie genau wollen wir all dies erreichen? Antworten liefern die vier Schlüsselemente unserer Strategie:



## Europa

Europa ist und bleibt unser Heimatmarkt. Auch wenn wir durch die Transformation des europäischen Energiesystems weiterhin attraktive Wachstumschancen im Bereich der erneuerbaren und dezentralen Energielösungen sehen, ist eine Vielzahl unserer europäischen Geschäfte mit zunehmenden politischen und regulatorischen Interventionen konfrontiert. Dies gilt insbesondere für das bisher auf einen liberalisierten europäischen Binnenmarkt ausgerichtete Geschäftsmodell unserer konventionellen Stromerzeugung. Vor dem Hintergrund des zunehmend schwierigen Marktumfelds werden wir unsere Geschäfte in Europa weiterhin konsequent auf ihre Wettbewerbsfähigkeit hin überprüfen, optimieren und fokussieren. Für unsere Geschäfte in Europa resultiert daraus folgende Marschrichtung:

Erneuerbare Energien sind für uns ein zentraler Wachstumsschwerpunkt in Europa. Hierzu zählen vor allem die Windenergie an Land („Onshore“) und auf dem Meer („Offshore“), aber auch Solarenergie und Biomasse. Ende 2012 lag unsere installierte Gesamtkapazität aus diesen Technologien in Europa bereits bei fast 2.100 MW (Vorjahr: fast 2.000 MW). Auch in den kommenden Jahren wird E.ON den Ausbau Erneuerbarer Energien im industriellen Maßstab zügig vorantreiben. Dabei streben wir an, die spezifischen Kosten der Erneuerbaren Energien im Vergleich zu konventionellen Technologien weiter zu reduzieren und so die Erneuerbaren Energien zunehmend wettbewerbsfähig zu machen. Die gezielte Auswahl der besten Standorte und Kooperationspartner sorgt für attraktive Projektrenditen.

Neben den Erneuerbaren Energien werden aber auch wettbewerbsfähige konventionelle Stromerzeugungsanlagen künftig ein wichtiger Bestandteil des E.ON-Geschäfts in Europa

bleiben. Flexible konventionelle Kraftwerke bilden prinzipiell die ideale Ergänzung für den stetig wachsenden Anteil an Technologien im Bereich Erneuerbare und stellen sicher, dass der Strom auch dann zuverlässig fließt, wenn der Wind mal nicht weht oder die Sonne mal nicht scheint. Allerdings steht das konventionelle Stromerzeugungsgeschäft in Europa gegenwärtig infolge des gesellschaftlich gewollten massiven Ausbaus der Erzeugung aus regenerativen Energien, wirtschaftskrisenbedingter Überkapazitäten und niedriger Großhandelspreise unter hohem Margendruck. Selbst die kurzfristige Profitabilität modernster Gaskraftwerke ist in diesem Umfeld infrage gestellt. Auch die länderübergreifende Einsatzplanung und Vermarktung von konventionellen Stromerzeugungsanlagen im Sinne eines gemeinsamen europäischen Energiemarktes wird durch die wachsende Dominanz nationaler Energieagenden zunehmend erschwert. E.ON wird daher während der nächsten Jahre einen Schwerpunkt auf die Optimierung des bestehenden konventionellen Kraftwerksportfolios legen, um dessen Wettbewerbsfähigkeit zu steigern. Dies schließt Kraftwerksstilllegungen mit ein. Gleichzeitig werden wir uns auf nationaler und europäischer Ebene für einen Ordnungsrahmen einsetzen, der einen nachhaltig wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerken und damit eine sichere Stromversorgung langfristig gewährleistet.

Aufgrund des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis 2022 werden wir unser Ziel, unsere spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der europäischen Stromerzeugung gegenüber 1990 zu halbieren, voraussichtlich im Jahr 2025 erreichen. Mit dieser Entwicklung befinden wir uns im Einklang mit den ambitionierten Zielen der EU, die Ende 2011 im europäischen Energiefahrplan („Energy Roadmap 2050“) veröffentlicht wurden und ebenfalls eine Halbierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strombereich bis 2025 anstreben.

Im Bereich Energiehandel haben wir unsere Gaseinkaufs-, Gasspeicher- und LNG-Aktivitäten mit unserem Handelsgeschäft zusammengeführt. Dadurch können wir vorhandene Synergiepotenziale besser nutzen und über eine integrierte Optimierung und Vermarktung der E.ON-Anlagen und -Verträge eine maximale Wertschaffung sicherstellen. Ein strategischer Schwerpunkt liegt nach wie vor auf der erfolgreichen Anpassung unserer langfristigen Gaseinkaufsverträge mit den Produzenten an das neue Marktumfeld. Mit der erzielten Einigung mit Gazprom im Jahr 2012 haben wir alle ölindezierten Verträge erfolgreich wiederverhandelt und so einen wichtigen Meilenstein in der Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit unserer Gaslangfristverträge erreicht.

In der Gas- und Ölproduktion liegt der Fokus auf organischem Wachstum in der Nordsee in Verbindung mit kontinuierlicher Performance-Steigerung.

Im Endkundengeschäft werden wir unsere Wettbewerbsfähigkeit durch die Verknüpfung von noch effizienteren Strukturen und Prozessen mit dem Angebot innovativer Vertriebsprodukte für Strom, Gas und Wärme stärken. Den Bereich dezentrale Energie wollen wir gezielt ausbauen und haben hier entsprechend einen unserer strategischen Entwicklungsschwerpunkte gesetzt. Sowohl unsere Regionaleinheiten als auch die Mitte 2012 neu gegründete Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies treiben die Geschäftsentwicklung in einem der am schnellsten wachsenden Geschäftsfelder der Energiewirtschaft für E.ON voran. E.ON Connecting Energies konzentriert sich auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen für unsere Kunden. Dies schließt die Stromerzeugung vor Ort, Energiemanagementdienstleistungen, Wärme und Kühlung, Energieeffizienz und die optimierte Integration vor Ort betriebener Energieversorgungssysteme in die Energiegroßhandelsmärkte ein.

Attraktive Verteilnetzgeschäfte leisten einen wichtigen Beitrag für die Ausgewogenheit unseres Gesamtportfolios und spielen eine zentrale Rolle bei der Transformation des europäischen Energiesystems in Richtung Erneuerbare Energien. Wir werden uns gezielt auf die Geschäfte fokussieren, die sich durch eine nachhaltig hohe finanzielle und operative Performance auszeichnen. Diese Netzgeschäfte werden wir entsprechend den Anforderungen der „neuen Energiewelt“ weiterentwickeln.

### Außerhalb Europas

Während sich die europäischen Staaten auf das anspruchsvolle Ziel der Transformation ihrer Energiesysteme konzentrieren, haben andere Regionen der Welt ein starkes Nachfragewachstum und damit verbunden einen enormen Nachholbedarf beim Ausbau moderner Erzeugungskapazitäten. Wir verfügen über Spitzen-Know-how bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von konventionellen Kraftwerken und von Anlagen im Bereich Erneuerbare Energien. Von dieser Expertise wollen wir verstärkt auch außerhalb Europas profitieren. Hierfür entwickeln wir nicht nur unsere bestehenden Geschäfte in Russland und Nordamerika weiter, sondern expandieren zusätzlich in attraktive und wachstumsstarke neue Regionen.

In Nordamerika liegt der Schwerpunkt unserer Aktivitäten auf Erneuerbaren Energien, insbesondere der Entwicklung und dem Betrieb großer Windparks an Land. Unsere heutige Position von über 2.500 MW (Vorjahr: 2.200 MW) wollen wir im Einklang mit den politischen Rahmenbedingungen, die weiterhin eine staatliche Förderung von Wind- und Solarenergie vorsehen, weiterentwickeln.

In Russland liegt der strategische Schwerpunkt auf dem erfolgreichen Abschluss unseres Neubauprogramms in der konventionellen Stromerzeugung. E.ON hat bereits vier neue, hochmoderne gasbetriebene Kraftwerksblöcke in Betrieb genommen und wird bis Ende 2014 den Neubau eines 800-MW-Kohlekraftwerks abschließen. Das gesamte Neubauprogramm

zeichnet sich durch attraktive Kapitalrenditen aus und leistet einen wichtigen Beitrag zur Erneuerung der russischen Stromerzeugung. Daneben prüfen wir das Angebot von dezentralen Erzeugungslösungen für Großkunden.

Bei der Umsetzung der angekündigten strategischen Expansion in neue Regionen hat E.ON weitere wichtige Meilensteine erreicht. Im April 2012 haben MPX, die Energie-Tochtergesellschaft der brasilianischen EBX-Gruppe, und E.ON die Verträge für eine strategische Partnerschaft im brasilianischen Energiemarkt unterzeichnet. An dem Gemeinschaftsunternehmen, aus dem das größte private Energieunternehmen in Brasilien entstehen soll, halten beide Partner jeweils einen Anteil von 50 Prozent. Geplant ist, konventionelle und erneuerbare Stromerzeugungsprojekte mit einer Gesamtkapazität von rund 20.000 MW zu entwickeln.

Ende 2012 hat E.ON mit der türkischen Sabanci-Gruppe, einem der größten Finanz- und Industriekonglomerate der Türkei, eine Energiepartnerschaft für den wachstumsstarken türkischen Markt vereinbart. Hierfür hat E.ON die bisher von dem österreichischen Unternehmen Verbund gehaltenen 50 Prozent Beteiligung an dem türkischen Energieunternehmen Enerjisa übernommen. Die anderen 50 Prozent an Enerjisa hält Sabanci. Das derzeitige Erzeugungsportfolio von Enerjisa umfasst rund 1.700 MW an installierter Leistung in Gas-, Wasser- und Windkraftwerken. 2.000 MW Kraftwerkskapazität sind derzeit im Bau, weitere 1.500 MW in der Entwicklungsphase. Darüber hinaus verfügt Enerjisa über ein Stromvertriebs- und -verteilnetzgeschäft in der Region um Ankara mit über 3,5 Mio Kunden. Gemeinsam mit unserem türkischen Partner wollen wir bis 2020 eine Erzeugungskapazität von insgesamt bis zu 8.000 MW und damit einen Anteil von mindestens 10 Prozent im türkischen Energiemarkt erreichen.

### Performance

Eine ausgezeichnete Performance ist unabdingbare Voraussetzung für einen nachhaltigen Erfolg in einem zunehmend wettbewerbsintensiven und anspruchsvollen Umfeld. Nur wenn E.ON aufgrund seiner Fähigkeiten nachweisbar überdurchschnittliche Leistungen erbringt, können wir einen echten Mehrwert für unsere Kunden und damit wirklich bessere Energie anbieten. Unser Anspruch ist, in allen Geschäften, in denen wir aktiv sind, zum Top-Quartil der Branche zu gehören. Denn Top-Leistungen zu erbringen und eine nachhaltige Leistungskultur aktiv zu leben, ist der Maßstab, an dem wir uns messen lassen wollen.

Zur Steigerung unserer Performance haben wir im August 2011 das konzernweite Programm E.ON 2.0 gestartet. Ziel von E.ON 2.0 ist es, die beeinflussbaren Kosten bei E.ON von

rund 11 Mrd € im Jahr 2011 bis spätestens 2015 auf 9,5 Mrd € – angepasst um Unternehmensverkäufe auf jetzt 8,3 Mrd € – zu reduzieren, um Spielraum für Investitionen zu schaffen. Darüber hinaus sollen Strukturen bei E.ON vereinfacht werden, um Entscheidungen zu beschleunigen. Das dritte Ziel ist die Reduzierung von nicht zwingend notwendigem Verwaltungsaufwand, um das operative Geschäft wieder klarer in den Mittelpunkt zu stellen. E.ON 2.0 geht zügig voran. Bereits für das Jahr 2012 können wir nachhaltige Kosteneinsparungen vorweisen.

Das Programm E.ON 2.0 adressiert vier Schwerpunktbereiche: strukturelle Veränderungen, Verschlankung administrativer Funktionen, Verbesserungen im Einkauf und Exzellenz im operativen Geschäft. Auf Basis der im Jahr 2011 für diese Bereiche identifizierten Einsparpotenziale haben im Jahr 2012 über 50 Projekte diese Potenziale unter Einbeziehung der Mitbestimmung und der Linienorganisation in mehreren Tausend Einzelmaßnahmen weiter konkretisiert. Diese Maßnahmen sind bereits fast vollständig zur Umsetzung an die Linienorganisation übergeben. Bis spätestens Ende 2014 werden alle Einzelmaßnahmen umgesetzt sein.

Im Rahmen des ersten Schwerpunktthemas „strukturelle Veränderungen“ werden transparente und schlanke Organisationsstrukturen mit flachen Hierarchien geschaffen. Die Vielzahl der im E.ON-Konzern vorhandenen Legaleinheiten mit komplexen Hierarchiestrukturen soll in diesem Zuge reduziert werden. Wichtige Schritte wie zum Beispiel die Verschlankung der Konzernleitung, die Reorganisation der Regionaleinheit Deutschland (inklusive Schließung des Standortes Briener Straße, München), die Zusammenführung von E.ON Energy Trading und E.ON Ruhrgas sowie organisatorische Verbesserungen in der Erzeugung sind vorbereitet und teilweise bereits umgesetzt. Auch bei der Trennung der Steuerungsfunktionen von administrativen Unterstützungsfunktionen sind wir einen entscheidenden Schritt weitergekommen. Zudem konnten die Steuerungsfunktionen durch die damit einhergehende Bündelung in der Konzernleitung erheblich optimiert werden.

Innerhalb des Themenbereichs „administrative Funktionen“ zielt das Programm auf die Verschlankung und Bündelung von Unterstützungsfunktionen ab, unter anderem der IT. Hier wollen wir in der Effizienz zu den bestbewerteten Unternehmen der Vergleichsgruppe aufschließen. Dazu wurde eine Zieldimensionierung definiert, die auf dem im Sommer 2011 durchgeführten Benchmarking für die Konzernfunktionen Finanzen, Personal, Einkauf und Shared Services basiert. In diesem Zusammenhang werden bestimmte Funktionen, wie zum Beispiel Recht, Steuern und bestimmte Personalfunktionen, in Centers of Competence zusammengeführt. Damit sollen Prozesse in diesen Funktionen verschlankt und Entscheidungsabläufe beschleunigt werden. Darüber hinaus zielt das Programm darauf ab, Aktivitäten mit hohem Standardisierungspotenzial in separaten Einheiten zu bündeln, um von Synergieeffekten zu profitieren. So stellt zum Beispiel die Eröffnung

und die Inbetriebnahme des Business Service Centers in Cluj (Rumänien) einen wichtigen Meilenstein bei diesem Bestreben dar.

Bei dem Schwerpunktthema „Einkauf“ wird die Effizienz und Effektivität der gesamten Beschaffungsorganisation gesteigert. Mithilfe des E.ON 2.0-Programms werden funktional und operativ übergreifende Einkaufsteams geschaffen, welche Skalen- und Synergieeffekte konsequent realisieren. Die Erzielung von Einkaufsvorteilen durch Preisverhandlungen, Spezifikationsanpassungen sowie die Reduzierung der Nachfrage sind wichtige Bausteine zur Erreichung der Einsparziele bei unseren Sachkosten.

Der E.ON 2.0-Schwerpunkt „operatives Geschäft“ soll sicherstellen, dass E.ON im Vergleich zu Wettbewerbern langfristig leistungsfähiger ist. Das betrifft vor allem die globalen Erzeugungsaktivitäten und die lokalen Vertriebs- und Infrastrukturgeschäfte. Auch hier werden unter anderem Prozesse standardisiert und Unternehmensstrukturen angepasst, um unsere angestrebte Top-Quartil-Position in allen Geschäften zu erreichen.

Parallel zum E.ON 2.0-Programm muss und wird E.ON eine Leistungskultur entwickeln, in der der Schwerpunkt der Arbeit darauf liegt, Entscheidungen schnell zu implementieren, Prozesse und Aktivitäten zu standardisieren, klare Zuständigkeiten zu schaffen sowie immer die Wertschöpfung für den Konzern im Blick zu behalten. Die E.ON-Führungskräfte und die Mitbestimmung im In- und Ausland sind eng in das E.ON 2.0-Programm eingebunden, unterstützen und treiben die anstehenden Veränderungen voran.

## Investitionen

Trotz des noch schwieriger gewordenen Marktumfelds sehen wir klare Wachstumschancen in den Energiemärkten, insbesondere im Bereich der Erneuerbaren Energien, der dezentralen Energien und der Stromerzeugung außerhalb Europas. Wir müssen aber auch berücksichtigen, dass E.ON in den nächsten Jahren weiterhin vor hohen wirtschaftlichen Belastungen steht. Diese sind Folge politischer Entscheidungen und eines deutlich veränderten Umfelds in den europäischen Märkten.

Wenn wir unsere Marktchancen optimal nutzen wollen, müssen wir neue Wege finden, um zukünftig Wachstum bei geringerer Kapitalbindung zu schaffen. Wir müssen auf Basis unserer Kompetenzen wachsen und weniger durch immer steigenden Kapitaleinsatz.

Um aus weniger Kapital mehr Wertsteigerung zu generieren, werden wir verschiedene Modelle nutzen: Im Bereich Erneuerbare Energien werden wir beispielsweise nicht mehr zwingend Betreiber und alleiniger Eigentümer von Windparks sein. Dort, wo wir interessierte Partner als Miteigentümer finden, wollen wir vor allem durch Design, Planung, Errichtung und Betrieb unser Geld verdienen. Mit dem geplanten anteiligen Verkauf von drei US-amerikanischen Windparks im Jahr 2012 ist uns ein wichtiger Schritt in der Umsetzung dieser Strategie gelungen.

In neuen Märkten muss dies umso mehr gelten. Kapital ist dort vorhanden. Unser wirklicher Beitrag ist unsere Expertise, insbesondere im Bau und Betrieb der verschiedenen Erzeugungstechnologien und im Verständnis der weltweiten Großhandelsmärkte für Energie. In den neuen Märkten außerhalb Europas arbeiten wir daher mit kapitalstarken Partnern zusammen, die an unserem Know-how interessiert sind und die über gute lokale Beziehungen verfügen. Die Logik hinter dieser Strategie: Wir werden uns noch stärker auf die Leistungen und Prozessschritte konzentrieren, bei denen wir Weltspitze sind und die eine hohe Wertschöpfung erlauben.

Unsere Erwartung an die geplanten Investitionen für den Zeitraum 2013 bis 2015 ist hoch. In Zeiten begrenzter finanzieller Mittel ist es essenziell, die profitabelsten Chancen im Markt zu nutzen. Deshalb setzen wir umso mehr auf strikte Investitionsdisziplin und erwarten, dass neue Wachstumsprojekte – wie zum Beispiel unsere geplanten Offshore-Windparks in Europa – eine Verzinsung deutlich über den Kapitalkosten erzielen.

### Steuerungssystem

Im Mittelpunkt unserer Unternehmenspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Zur wertorientierten Steuerung des Konzerns sowie der einzelnen Geschäftsfelder setzen wir ein konzernweit einheitliches Planungs- und Controllingsystem ein, das die effiziente Verwendung unserer Finanzmittel gewährleistet.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäftsfelder verwenden wir ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Zu den Bereinigungen zählen Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung und Kostenmanagement, Wertberichtigungen sowie das sonstige nicht operative Ergebnis, in dem unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen wird. Diese Ergebnisgröße ist somit unabhängig von Investitions- und Abschreibungszyklen und gleichzeitig ein Indikator für den zahlungswirksamen Ergebnisbeitrag (siehe auch Erläuterungen auf den Seiten 43 und 44 des zusammengefassten Lageberichts und in Textziffer 33 des Anhangs).

Eine effiziente Kapitalstruktur ist eine zentrale Komponente unserer Finanzstrategie. Wir messen diese mittels der Kennzahl Verschuldungsfaktor (Debt Factor). Der Debt Factor ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der wirtschaftlichen Nettoverschuldung und unserem EBITDA (siehe auch Kapitel Finanzstrategie auf Seite 45). Wir steuern die Kapitalstruktur aktiv. Liegt der Verschuldungsfaktor deutlich über dem von uns festgelegten Ziel, ist strikte Investitionsdisziplin erforderlich. Darüber hinaus können weitere gegensteuernde Maßnahmen eingeleitet werden.

Neben unserer wesentlichen finanziellen internen Steuerungskennzahl EBITDA geben wir im Lagebericht zur besseren Veranschaulichung der Geschäftsentwicklung auch weitere finanzielle und nichtfinanzielle Kennzahlen an, die aber nicht im Fokus der laufenden Steuerung unserer Geschäfte liegen.

ROACE und Value Added sind zum Beispiel weitere Kriterien zur Beurteilung der Wertentwicklung des operativen Geschäfts von E.ON (siehe auch Kapitel Wertmanagement auf den Seiten 51 und 52). Der ROACE ist eine Kapitalrendite vor Steuern und misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft erzielten Erfolg auf das eingesetzte Kapital. Er wird als Quotient aus unserem EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital berechnet. Der Value Added spiegelt den operativen Erfolg wider, der über die Kosten des eingesetzten Kapitals hinaus erwirtschaftet wird. Er ergibt sich aus unserem ROACE abzüglich der Kapitalkosten multipliziert mit dem durchschnittlich gebundenen Kapital.

### Technologie und Innovation

Neue Entwicklungen und Innovationen rechtzeitig zu erkennen und bestehende Anlagen, Aktivitäten und Produkte konsequent zu verbessern, ist essenziell für die Zukunftsfähigkeit jedes Unternehmens. Bei E.ON beschäftigt sich der Bereich Technologie & Innovation (T&I) der Konzernleitung deshalb genau mit diesen Herausforderungen. Vierzehn E.ON Innovation Center (EIC), die direkt in bestehende Geschäftseinheiten integriert

sind und von der zentralen Technologie- und Innovations-Organisation gesteuert werden, koordinieren konzernweit die Aktivitäten in folgenden Themenfeldern mit unterschiedlichen Schwerpunkten:

- Konventionelle Erzeugung (4 EIC): Verbesserung der bestehenden Kraftwerksflotte und Optimierung künftiger Investitionen.
- Erneuerbare Erzeugung (2 EIC): Erhöhung der Kosteneffizienz bei bestehenden Windenergie- und Wasserkraftanlagen sowie die Erforschung neuer Technologien bei der erneuerbaren Energiegewinnung.
- Infrastruktur und Distribution (3 EIC): Lösungen zur Energiespeicherung und -verteilung in einem zunehmend dezentralen und volatilen Erzeugungssystem.
- Vertrieb und Endanwendung (3 EIC): Entwicklung neuer Geschäftsmodelle in der dezentralen Energieversorgung und bei der Mobilität.
- Energy Intelligence & Energiesystem (2 EIC): Hier liegt der Fokus auf potenziellen fundamentalen Veränderungen im Energiesystem sowie auf der Rolle von Daten in der neuen Energiewelt.

### Strategische Co-Investitionen

Viele interessante Ideen im Energiegeschäft, vor allem im Segment der dezentralen Energien, stammen von sehr kleinen, hochinnovativen Firmen. Die vom Bereich Technologie & Innovation (T&I) bei E.ON getriebene Zusammenarbeit mit Start-up-Firmen und Wagniskapitalfonds (Venture Capital Funds) ermöglicht E.ON den Zugang zu diesen neuen Technologien und Geschäftsmodellen. Um diese Aktivitäten weiter zu intensivieren und direkt an der Wertsteigerung solcher Unternehmen teilzuhaben, wurde 2012 beschlossen, zukünftig strategische Co-Investments in neue Unternehmen mit innovativen Geschäftsmodellen oder Produkten zu tätigen, um sie so in das Geschäft von E.ON einzubringen. Dabei handelt es sich nicht um reine Finanzinvestitionen, sondern um strategische Beteiligungen, mit der Zielrichtung, Vorreiter bei Angeboten zu erneuerbaren, dezentralen und anderen umwälzenden Energielösungen zu sein. Ziel ist, ab 2013 jährlich eine einstellige Anzahl von Investitionen in solche Firmen zu tätigen, die zu unseren strategischen Ambitionen passen.

Eine erste Investition in Bloom Energy wurde bereits getätigt. Das Unternehmen (gegründet 2001, Firmensitz in Sunnyvale, USA, [www.bloomenergy.com](http://www.bloomenergy.com)) ist Hersteller von Brennstoffzellen, die zu den weltweit effizientesten ihrer Art gehören.

### Projektbeispiele 2012

#### Energiespeicherung

In Falkenhagen haben wir 2012 ein Pilotprojekt zur Power-to-Gas-Technologie gestartet. Die Anlage wird ab Mitte 2013 durch Windkraftanlagen erzeugten überschüssigen Strom aufnehmen, der nicht in das Stromnetz eingespeist werden kann. Der Strom wird mittels einer Elektrolyse für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt. Dieser kann dem bestehenden Erdgasnetz zu einem begrenzten Anteil beigemischt werden. Der besondere Reiz der Power-to-Gas-Technologie liegt in dem großen Speichervolumen, das die bestehende Erdgasinfrastruktur bietet.

Auf der deutschen Nordseeinsel Pellworm versucht E.ON durch Kombination unterschiedlicher innovativer Speicherverfahren eine stabile, kosteneffiziente und marktorientierte Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien für Verbraucher anzubieten. Das zukunftsorientierte Energiesystem wird durch Smart-Grid-Technologien und Smart-Home-Anwendungen unterstützt.

#### Smart Home

Erste Produkteinführungen sind in Deutschland und Großbritannien erfolgt. Diese Produkte erlauben den Stromkunden die Überwachung und Steuerung ihres Stromverbrauchs. Darüber hinaus entwickeln wir dezentrale Lösungen zur Optimierung von Erzeugung und Eigenverbrauch. In einem konkreten Projekt wird die Kopplung einer Fotovoltaikanlage mit einer Wärmepumpe untersucht, um Überproduktion aus der Solaranlage für Heizwärme zu nutzen. Solche Lösungen können zukünftig sehr attraktiv werden, wenn der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom eine größere Rolle spielen soll.



### Endkundengeschäft

Wir arbeiten unter anderem aktiv an Lösungen zu dezentraler Erzeugung sowie Energieeffizienz (Strom und Gas). Ein Test für eine integrierte Solarthermieanlage in Italien wurde erfolgreich abgeschlossen. Die Anwendung verspricht geringere Kosten durch reduzierte Aufwendungen für Montage, verglichen mit aktuellen Produkten. In Großbritannien wurden an einer Hochschule neuartige Brennstoffzellen installiert, um deren Leistung im Langzeitbetrieb zu überwachen und zu testen.

### Erneuerbare Energien

In Italien wurde eine Pilotanlage mit hoch konzentrierenden Fotovoltaikmodulen (HCPV) gebaut. Das Projekt wird uns wertvolle Einblicke in diese vielversprechende Technologie sowie Betriebserfahrung liefern.

Im englischen Offshore-Windpark Scroby Sands wurde ein neuartiges System für den Zugang zu Offshore-Windturbinen erfolgreich getestet. Ziel ist es, zugleich die Sicherheit unserer Mitarbeiter bei der täglichen Arbeit sowie die Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu verbessern.

Der Einsatz von Biomasse als Brennstoff in konventionellen Kraftwerken verringert den Bedarf an Kohle und somit auch die Nettoemissionen von Kohlendioxid. Hierzu wurden Projekte zur Handhabung des Brennstoffs in Form von Pellets sowie zur Nutzung der Ascherückstände gestartet.

### E-Mobilität

2012 wurden zahlreiche Projekte mit unterschiedlichen Ladesystemen durchgeführt und unser Angebot für Elektromobilität erweitert. So können beispielsweise Flottenmanager heute schon über ein Internetportal oder eine Smartphone-App Statusinformationen über die eingesetzte Ladeinfrastruktur abrufen. Neben detaillierten Analyse- und Auswertungsfunktionen über sämtliche Ladevorgänge lässt sich damit künftig auch ein Lastmanagement realisieren. Elektrofahrzeuge können dann geladen werden, wenn besonders viel Erneuerbare Energie im Netz ist.

In einem gemeinsamen Forschungsprojekt mit Volkswagen haben wir erstmals in Deutschland erfolgreich demonstriert, dass es heute schon möglich ist, Strom aus der Batterie eines Elektrofahrzeugs in das Stromnetz zurückzuspeisen. Projekte wie diese bringen uns wichtige Erkenntnisse über das Einsatzpotenzial von Elektrofahrzeugen als Energiespeicher im Energiesystem.

### Verteilung – intelligentes Netz

In üblichen Hochspannungsnetzen werden nur 50 bis 70 Prozent der Kapazität genutzt. Durch eine aktive Steuerung von Erzeugungseinheiten (ECA „Emergency Control Automatic“) können diese Netze bis zu 100 Prozent ihrer Nennkapazität ausgelastet werden.

Intelligent gesteuerte Ortsnetzstationen wurden 2012 im Netz getestet, mit dem Ziel, eine bessere Spannungsregelung bei Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu erreichen.

### Wasserkraft

Im Jahr 2012 wurde die Einführung und Anwendung des IHA (International Hydropower Association) „Hydropower Sustainability Assessment Protocol“ (HSAP) in der E.ON-Wasserkraftflotte gestartet. Dieses Protokoll beinhaltet einen standardisierten und international akzeptierten Katalog von Kriterien zur Messung der Nachhaltigkeit von Wasserkraftanlagen. 2012 wurde E.ONs Walchenseekraftwerk als eine der ersten Anlagen weltweit auf Basis des HSAP bewertet und erzielte exzellente Ergebnisse.

Kleinwasserkraftwerke, die auch bei geringen Fallhöhen einsetzbar sind, können das in Ländern wie Deutschland schon weitgehend ausgeschöpfte Potenzial von Wasserkraft noch weiter erhöhen. 2012 konnte ein Projekt hierzu die Planungsphase erfolgreich abschließen und wurde nun zur Genehmigung bei der zuständigen Behörde eingereicht.

### Gas- und Dampfkombikraftwerke

Zur Steigerung der Anlagenleistung bei gleichzeitiger Senkung der Kostenbasis für das Kraftwerksportfolio wurde 2012 ein Projekt zum sogenannten Advanced Condition Monitoring (ACM) begonnen. ACM ist eine technisch sehr ausgereifte Form der Anlagenüberwachung und verspricht höhere Standards bei Sicherheit, Zuverlässigkeit, Leistung und Wirtschaftlichkeit. Durch die Analyse einer Vielzahl von Messwerten können frühzeitig Abweichungen von Normalwerten festgestellt werden, die auf einen Leistungsabfall oder bevorstehenden Schaden hindeuten können. So lassen sich Wartungsarbeiten effizienter planen, was die Anlagenverfügbarkeit erhöht und Stillstandszeiten sowie Reparaturkosten nachhaltig senkt.

### CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung

Am Steinkohlekraftwerk in Wilhelmshaven hat im Oktober 2012 eine Pilotanlage zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung den Betrieb aufgenommen. Errichtung und Betrieb der in Europa einmaligen Anlage erfolgten in Kooperation mit einem externen Partner. Ziel des dreijährigen Versuchsprogramms ist eine Optimierung des Verfahrens unter Berücksichtigung der Anforderungen aus dem Kraftwerksbetrieb. Die Anlage hat im Rahmen der Inbetriebnahme bereits einen 100-stündigen Funktionstest absolviert.

### Dampfkraftwerke

Schwerpunkt der Aktivitäten ist die Steigerung der Flexibilität und Verfügbarkeit von Bestandsanlagen als Antwort auf den wachsenden Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren

Energieerzeugung. Ein Beispiel hierfür ist ein Projekt, in dem Materialrisse in Kraftwerkskesseln untersucht werden. Solche Risse können zu ungeplanten Stillständen von Tagen, Wochen oder sogar Monaten führen und mögliche Schäden in Millionenhöhe verursachen.

## Gas

Es wird erwartet, dass zukünftig steigende Anteile von Biogas sowie Wasserstoff aus Elektrolyse in das Gasnetz eingespeist werden, was eine erhöhte Varianz der Gasqualitäten zur Folge haben wird. Eine neue simulationsbasierte Lösung zur Überwachung der Gasqualität konnte im Praxistest erprobt werden. Auf Basis der nachgewiesenen Genauigkeit wurde das Verfahren von der deutschen Genehmigungsbehörde im August 2012 genehmigt. Hierdurch lässt sich zukünftig der Aufwand zur Aufbereitung des Biogases verringern sowie die Anzahl der Messeinrichtungen im Gasnetz reduzieren.

## Energiesystem

Um zukünftige Trends im Energiebereich besser zu verstehen, ist eine ganzheitliche Sicht auf die Energiesysteme unerlässlich. Hierzu zählen Projekte, um die Interdependenzen zwischen Technologien, dem Wandel von Energiesystemen und dem Energiehandel zu analysieren. 2012 wurde zudem ein Pilotprojekt „virtuelles Kraftwerk“ gestartet.

## Unterstützung von Universitäten

Als eines der weltweit größten privaten Strom- und Gasunternehmen fühlen wir uns verpflichtet, Energieforschung aktiv zu unterstützen. Unsere Kontakte zu Universitäten bieten Studenten eine Möglichkeit, unser Unternehmen und unsere Forschungsschwerpunkte kennenzulernen. Insgesamt unterstützen wir mehr als 15 Universitäten in Europa. Highlights im Jahr 2012 waren:

- **KW21 (Kraftwerk des 21. Jahrhunderts):** KW21 ist eine Public-Private-Initiative, in der Hersteller, Kraftwerksbetreiber und die Universitäten in München und Stuttgart gemeinsame Forschungsprojekte innerhalb des Energiesystem- und Energietechnologiebereichs durchgeführt

haben. Das Forschungsprogramm wurde von den Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern unterstützt. Insgesamt wurden mehr als 50 verschiedene Projekte von 23 Forschergruppen zwischen 2009 und 2012 durchgeführt.

- **Universität Chalmers, Göteborg, Schweden:** E.ON unterhält seit 2008 eine enge Zusammenarbeit mit der Universität Chalmers in Göteborg. Die Zusammenarbeit wird in drei verschiedene Programme eingeteilt: Kernkraft, Energiesystemanalyse und Erneuerbare Energie.
- **Das E.ON Energy Research Center an der RWTH Aachen** war im September 2012 einer der Gewinner des vom BMBF geförderten Forschungscampus zur Unterstützung von öffentlich-privaten Partnerschaften für Innovation. Ziel des Forschungscampus „Elektrische Netze der Zukunft“ ist, eine effizientere und flexiblere Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zu ermöglichen.

## Fakten zu Technologie und Innovation einschließlich Forschung und Entwicklung

Wir haben 2012 unsere Aktivitäten im Bereich Technologie und Innovation trotz des schwierigen wirtschaftlichen Umfelds erneut gesteigert. Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand von E.ON lag im Jahr 2012 bei rund 108 Mio € (Vorjahr: 81 Mio €). Die aktivierbaren Entwicklungsleistungen im Bereich Software betrugen 35 Mio € (42 Mio €). 290 Mitarbeiter arbeiteten 2012 bei E.ON unmittelbar in Forschungs- und Entwicklungsprojekten. Neben den Investitionen in die Optimierung und Weiterentwicklung von Technologien ist E.ON auch auf dem Gebiet der Grundlagenforschung aktiv. E.ON unterstützte durch Spenden und Sponsoring die Energieforschung an Hochschulen und Instituten im Jahr 2012 mit 8 Mio € (8 Mio €). Insgesamt beträgt unser Engagement für Technologie und Innovation (F&E, Unterstützung von Hochschulen und Demonstrationsprojekte) und Softwareentwicklung 179 Mio € (149 Mio €).

Technologie und Innovation, Software						
in Mio €	Technologie und Innovation		Software		Summe	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Forschung und Entwicklung <i>Technologie</i>	108 <sup>1)</sup>	81 <sup>1)</sup>	-	-	108 <sup>1)</sup>	81 <sup>1)</sup>
Aktivierbare Entwicklungsleistungen <i>Software</i>	-	-	35	42	35	42
Sonstiges <i>Demonstrationsanlagen</i>	28	18	-	-	28	18
<i>Universitätsunterstützung</i>	8	8	-	-	8	8
<b>Summe</b>	<b>144</b>	<b>107</b>	<b>35</b>	<b>42</b>	<b>179</b>	<b>149</b>

1) F&E-Aufwand gemäß IAS 38 (56 Mio €, siehe Textziffer 14 im Anhang) und weitere dem Bereich F&E zuzuordnende Projekte

## Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

### Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Im Jahr 2012 kühlte sich die gesamtwirtschaftliche Entwicklung weiter ab. Fünf Jahre nach Ausbruch der Finanzkrise trat die Weltwirtschaft wieder in eine schwächere Phase ein. Sowohl der Zuwachs des weltweiten realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) mit 2,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr als auch das Wachstum des weltweiten realen Handelsvolumens mit 2,7 Prozent lagen deutlich unter dem Durchschnitt der Jahre seit 2000. Die OECD sieht als Ursachen die negativen Auswirkungen der Eurokrise auf die globale wirtschaftliche Tätigkeit, insbesondere ein geschwächtes Vertrauen der Konsumenten und Investoren, aber auch generell Nachwirkungen der allgemeinen Finanzkrise.

Der allmähliche Aufschwung in den USA setzte sich auch 2012 fort, ohne allerdings die Dynamik früherer Erholungsphasen zu erreichen. Der private Verbrauch wurde sowohl durch eine höhere Beschäftigung als auch durch einen Rückgang der Ersparnisbildung leicht angeregt. Private Investitionen konnten das Wachstumsniveau von 2011 nicht halten, allerdings erholten sich nach sechsjährigem Rückgang die privaten Bauinvestitionen. Obwohl sich das Exportwachstum besser als die Importnachfrage entwickelte, konnte die US-Wirtschaft das Außenhandelsdefizit kaum reduzieren.

Die OECD sieht den Euroraum weiter in einer Rezession. Zunehmende Konsolidierungsbemühungen in den öffentlichen Haushalten belasteten die gesamtwirtschaftliche Nachfrage. Weder die private Konsumnachfrage noch die private Investitionstätigkeit lieferten 2012 Beiträge für ein Wachstum. Einzig der leicht steigende Exportüberschuss wirkte stabilisierend. Innerhalb des Euroraumes war ein starkes Nord-Süd-Gefälle in der wirtschaftlichen Entwicklung sichtbar. Während alle Südländer einen Rückgang des BIP verzeichneten, stabilisierte sich das BIP in Ländern wie Frankreich oder Irland.

Obwohl Deutschland mit der höchsten Wachstumsrate in der Eurozone aufwies, lag die Zuwachsrate deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt. Die sinkende private Investitionstätigkeit wurde jedoch durch den Zuwachs des privaten Konsums mehr als ausgeglichen. Ergänzt wurde diese leicht steigende inländische Nachfrage durch einen ebenfalls leicht steigenden Außenbeitrag.

Großbritannien erlebte 2012 erneut eine leichte Rezession. Ein stabiler Zuwachs beim privaten Verbrauch konnte die Rückgänge bei den privaten und öffentlichen Investitionen sowie den sinkenden Außenbeitrag nicht auffangen.

Schweden konnte seine Wachstumsdynamik der vergangenen Jahre nicht fortsetzen. Der Zuwachs der inländischen Nachfrage verlangsamte sich ebenso wie der des weiterhin positiven Außenbeitrages.

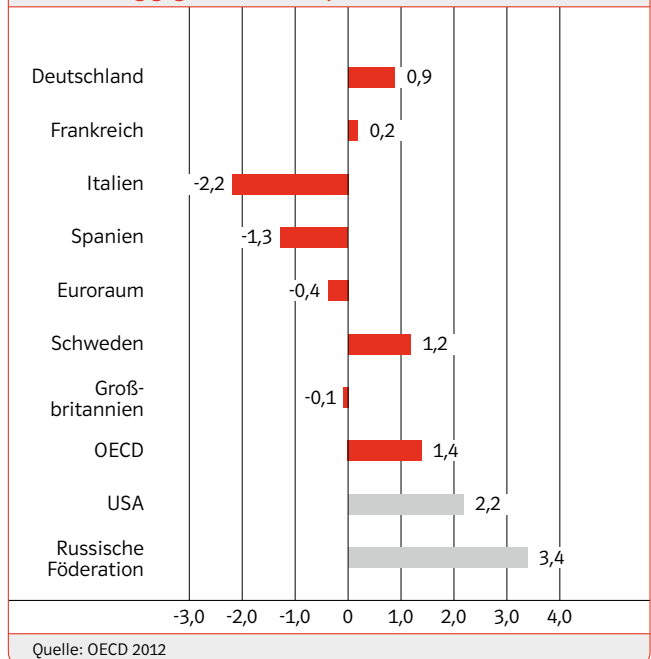
Die osteuropäischen Mitgliedsländer der EU konnten sich dem negativen Trend nicht entziehen und einige befanden sich ebenfalls in einer Rezession, so zum Beispiel Ungarn und die Tschechische Republik.

Die Türkei konnte sich von den allgemein rezessiven Trends in der OECD auch nicht abkoppeln und halbierte 2012 ihre Wachstumsrate im Vergleich zum Vorjahr. Eine schwache inländische Konsum- sowie Investitionsgüternachfrage wurde aber von öffentlichen Konsumausgaben und Exportüberschüssen mehr als aufgewogen.

Die sogenannten BRIC-Ländern (Brasilien, Russland, Indien, China) entwickelten sich auch 2012 sehr unterschiedlich. Während die Ölpreisentwicklung die Lage in Russland abmilderte, profitierte die Wirtschaft in Brasilien von Impulsen aus der Geld- und Fiskalpolitik.

### Entwicklung des realen Bruttoinlandsprodukts 2012

Veränderung gegenüber dem Vorjahr in Prozent





## Energiepolitisches Umfeld

### International

Auf der 18. Klimaschutzkonferenz in Doha vom 26. November bis 8. Dezember 2012 wurde kein sichtbarer Fortschritt hin zu einem neuen internationalen Klimaregime gemacht. Ein komplettes Scheitern wurde jedoch vermieden. Die Beschlüsse bestätigten im Wesentlichen die von Durban aus dem Jahr 2011 und den verabschiedeten Zeitplan von Bali aus dem Jahr 2007. Das entspricht aber auch der Erwartungshaltung im Vorfeld der COP-18. Die Klimakonferenz fand vor dem Hintergrund eines global weiter steigenden Energieverbrauchs statt, wie ihn die Internationale Energieagentur in ihrem jüngsten World Energy Outlook 2012 beschrieb.

### Brasilien

Eine im September angekündigte Neuerung hinsichtlich der Konzessionsrechte im Bereich Erzeugung und Übertragung gibt Unternehmen, deren Konzessionen im Zeitraum 2013 bis 2017 auslaufen, die Option, ihre Rechte frühzeitig um 30 Jahre zu verlängern. Die Regulierungsbehörde erwartet mit der Regulierung 2013 eine Reduktion des Endtarifs um circa 20 Prozent. Auch im Distributionssegment findet 2013 eine weitere Tarifadjustierung statt, die auf einen Transfer von Effizienzgewinnen hin zu den Endkonsumenten abzielt. Die im Dezember 2012 durchgeführten Auktionen für neue Erzeugungskapazitäten fanden unter dem Eindruck aktuell schwachen Nachfragewachstums und ausstehender regulatorischer Entscheidungen statt. Vor dem Hintergrund des aktuell sehr hohen Spotpreinsniveaus sowie möglicher Versorgungsengpässe aufgrund der wetterbedingten niedrigen Erzeugungsleistung der Wasserkraftwerke werden neue energiepolitische Initiativen zur Weiterentwicklung des Marktes erwartet.

### Europa

Im Mittelpunkt der europäischen energiepolitischen Diskussion stand der EU-Emissionshandel. Die anhaltend niedrigen Preise für EU-Emissionsrechte geben keinen Anreiz zu Investitionen in klimafreundliche Technologien und unterminieren daher eines der Ziele des EU-Emissionshandels. Verschiedene Möglichkeiten, den CO<sub>2</sub>-Markt durch einen Eingriff zu verknappten, wurden von der EU-Kommission den Marktteilnehmern zur Diskussion gestellt.

Die Energieeffizienzrichtlinie wurde Ende 2012 angenommen und verabschiedet. Die EU-Mitgliedstaaten sind nun dazu verpflichtet, bis Mitte 2014 die Richtlinie national zu implementieren. Der CO<sub>2</sub>-Markt hat auf die Verabschiedung mit nachgebenden Preisen reagiert: Den Marktteilnehmern war klar, dass eine ambitionierte Energieeffizienzpolitik zu einem geringeren Ausstoß von Treibhausgasen führt.

Zur Umsetzung des Ziels, den Energiebinnenmarkt bis 2014 zu erreichen, wurden im Strom- und Gasbereich verschiedene Rahmenrichtlinien und Netzkodizes entwickelt.

Die Diskussion um die Finanzmarktregulierung MiFID und MiFIR konnte 2012 nicht abschließend geklärt werden. Mit der im August 2012 in Kraft getretenen EMIR (European Market Infrastructure Regulation)-Verordnung wird der außerbörsliche Handel mit Derivaten reguliert. Die regulatorischen und technischen Standards werden noch erwartet, so dass die Verordnung ab Mitte März 2013 angewendet werden könnte. EMIR verlangt umfangreiche Berichtspflichten und zwingt Unternehmen aus dem Nichtfinanzbereich, ungesicherte Positionen bei OTC-Derivaten über einem Schwellenwert zentral abzuwickeln. Außerdem wird es nach einer dreijährigen Übergangszeit begrenzte Möglichkeiten für die Nutzung von Bankgarantien als Sicherheitsleistungen geben.

Die REMIT (Regulation on Energy Market Integrity and Transparency)-Verordnung ist Ende 2011 in Kraft getreten. REMIT reguliert die Berichterstattung von Daten und die Veröffentlichung von Informationen. Die Verordnung enthält auch Regeln gegen Insiderhandel und Marktmanipulation. Detaillierte Regeln für die Datenerhebung sind noch nicht festgelegt.

### Deutschland

Die energiepolitische Debatte im Jahr 2012 drehte sich vor allem um die Umsetzung der Energiewende. Neben den Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien und dem Fortschritt beim Netzausbau wurde auch das Thema Endlagerung wieder diskutiert. Weitere regulatorische Eingriffe sollen die Versorgungssicherheit erhöhen. Beispiele sind die Verordnung über abschaltbare Lasten, die großen Verbrauchern Zahlungen für das Zurverfügungstellen von Flexibilität garantiert, und die EnWG-Novelle, welche die Außerbetriebnahme von Kraftwerken stark reglementiert. Ebenfalls im novellierten EnWG werden auch die Netzanbindung von Offshore-Windparks und die Haftung geregelt.

### Frankreich

Die Ausgestaltung des französischen Kapazitätsmarktes nimmt Gestalt an: Für Versorger wird es ab 2016/2017 eine Verpflichtung zum Vorhalten gesicherter Kapazität geben. Alle Kraftwerke in Frankreich werden dazu vom Netzbetreiber zertifiziert und nehmen dann am Kapazitätsmarkt teil. Der Markt ist technologieneutral, ebenso erhalten bestehende und neue Kraftwerke die gleiche Vergütung – diese Vergütung wird über einen Marktmechanismus festgestellt und ist kein regulierter Preis. Ebenso können flexible Lasten der Verbraucher am Markt teilnehmen, so dass auch die Stromnachfrage-seite bei diesem Marktdesign partizipieren kann.

### Großbritannien

Mit dem Ziel geeigneter Investitionsanreize für eine CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung und einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt die britische Regierung zurzeit Reformen im Großhandelsmarkt um. Eine Einspeisevergütung soll die Erlössicherheit für neue Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien und Kraftwerke mit „Carbon Capture and Storage (CCS)“ erhöhen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, der flexible Erzeugung fördern soll. Ein Emissionsgrenzwert (Emission Performance Standard) für neue fossile Kraftwerke soll den Bau neuer Kohlekraftwerke ohne CCS-Technologie verhindern. Es wird erwartet, dass die Vorschläge 2013 in ein entsprechendes Gesetz einfließen und die geplanten Maßnahmen gegen Ende 2014 vollständig umgesetzt werden.

### Italien

Ebenso wie in Frankreich und in Großbritannien wird auch in Italien die Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes konkreter. Der Kapazitätsmechanismus ist für bestehende und neue Kraftwerke gedacht. Die erste Auktion wird für Mitte 2013 erwartet, die ersten Zahlungen sollen dann 2017 erfolgen. Für Erneuerbare Energien legte der Regulator eine neue Methode zur Bestimmung der Regelenenergiekosten fest. Ebenso gibt es eine geänderte Fotovoltaikförderung, da im Juli 2012 die Schwelle von 6 Mrd € Förderung überschritten wurde.

### Niederlande

Die neu gewählte Regierung beschloss in der Koalitionsvereinbarung, die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken als erneuerbare Energieerzeugung anzuerkennen und zu fördern. Weitere Details sollen bis zum Sommer 2013 ausgearbeitet werden. Eine Kohlesteuer wurde in den Niederlanden zum 1. Januar 2013 wirksam. Ihre Belastungen könnten unter Umständen durch die Mitverbrennung von Biomasse gemindert werden.

### Russland

Der Versorgerwechsel in Russland wurde 2012 vereinfacht, da eine Genehmigung durch Behörden nun nicht mehr nötig ist. Die Regeln zur Berechnung der Kapazitätsvergütungen wurden leicht angepasst. Im Sommer 2013 sollen neue Marktregeln eingeführt werden. Eine Strategiegruppe erarbeitet hier gegenwärtig Vorschläge für die russische Regierung.

### Schweden

Die nationale Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie kann zu Produktionseinschränkungen im schwedischen Wasserkraftwerkspark führen. Bis zum Jahr 2015 müssen die EU-Mitglieder diese Richtlinie in nationales Recht umgesetzt haben.

### Spanien

Um die Verluste im spanischen „Pool“ zu reduzieren und am Ende völlig zu eliminieren, ist eine Steuer auf Stromerzeugung angedacht. Deren Einnahmen sollen dann die Poolverluste kompensieren. Auf der Basis einer tragfähigen Lösung für die Poolverluste werden weitere Reformen im spanischen Energiebereich im Jahr 2013 erwartet.

### Türkei

Der seit 2001 eingeschlagene Weg zur Liberalisierung und Privatisierung des türkischen Energiemarktes nach maßgeblichem Vorbild der EU wurde auch 2012 konsequent weiter fortgeführt.

Obwohl im Erzeugungsmarkt die staatliche Erzeugungsgesellschaft EUAS immer noch eine dominante Stellung einnimmt, sinkt deren Marktanteil durch den Zubau privater Erzeugungsgesellschaften und durch die gestartete Privatisierung von 17 GW Kraftwerkskapazität stetig. Die Privatisierung staatlicher Erzeugungskapazität in signifikantem Umfang ist für den Zeitraum 2013 bis 2014 vorgesehen. Bei gleichzeitiger massiver Privatisierung der bestehenden staatlichen Erzeugung ist zu erwarten, dass der Staat sich im Rahmen von Public-Private-Partnership-Strukturen an dem Aufbau von Nuklearanlagen und dem Ausbau der lokalen Braunkohle für einen gewissen Zeitraum engagieren wird.

Das neue, noch in finaler Abstimmung befindliche Energiemarktgesetz sieht unter anderem die baldige Gründung eines nach privatwirtschaftlichen Grundsätzen betriebenen Marktplatzes für den Handel von Stromprodukten vor.

Die Etablierung der ENTSO-E Verbindung hat die Anbindung des türkischen an den zentraleuropäischen Strommarkt verbessert. Nach der Einführung des Day Ahead Market im Jahr 2011 wurden 2012 die Weichen für einen Intraday Market gestellt und die ersten finanziellen Handelstransaktionen auf Basis von EFET-Verträgen durchgeführt.

Die abschließende erfolgreiche Privatisierung der letzten vier von 21 Verteilnetzgesellschaften wird für Ende 2013 erwartet. Händler ohne eigene Erzeugungsbasis haben bereits einen Wettbewerb um „freie Kunden“ gestartet oder bereiten sich gerade darauf vor.

## USA

In den USA bleibt die Frage einer langfristigen Gesetzgebung zum Klimaschutz weiterhin offen. Maßnahmen der amerikanischen Bundesregierung zur Förderung der Erneuerbaren Energien haben die USA allerdings zu einer der führenden Nationen bei der Nutzung der Windenergie gemacht. Zu diesen Fördermaßnahmen gehören Steuergutschriften (Production Tax Credits). Diese wurden für ein weiteres Jahr verlängert und unterstützen neue Windprojekte, deren Bau im Jahr 2013 begonnen wird. Die Förderung der Solarenergie über steuerbasierte Investitionsbeihilfen (Investment Tax Credit) wird bis 2016 angeboten. Zusätzlich haben viele Bundesstaaten Systeme mit verpflichtenden Ausbauzielen für die Erneuerbaren Energien im Stromsektor implementiert, auf denen ein regionaler Handel mit Grünstromzertifikaten basiert.

## Zentralosteuropa

Vor dem Hintergrund der weiterhin bestehenden wirtschaftlichen Schwierigkeiten sind weitere politische und regulatorische Interventionen zu beobachten gewesen. Neben zusätzlichen Steuern sind dies Preismoratorien für Endkumentarife und Kürzungen bei den Fördersystemen für Erneuerbare Energien.

## Branchensituation

Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen lag der Energieverbrauch in Deutschland 2012 nur leicht über dem Niveau des Vorjahres. Ausschlaggebend hierfür waren die kühle Witterung in mehreren Monaten der ersten Jahreshälfte sowie der diesjährige Schalttag. Verbrauchsdämpfende Faktoren waren dagegen unter anderem die nachlassende Konjunktur und die Zunahme der Energieeffizienz. Insgesamt wurden 2012 in Deutschland 461,1 Mio t Steinkohleeinheiten (SKE) Energie verbraucht (Vorjahr: 457,6 Mio t SKE).

Auch im Jahr 2012 verfügte Deutschland über einen breiten Energiemix. Dem rückläufigen Anteil der Kernenergie standen wachsende Anteile der Erneuerbaren gegenüber. Die Kernenergie verringerte ihren Beitrag zur Energiebilanz im Zuge des Ausstiegsbeschlusses um rund 8 Prozent auf 36,9 Mio t SKE. Dagegen stieg die Nutzung Erneuerbarer Energien insgesamt um knapp 8 Prozent auf 53,8 Mio t SKE. Die 2012 angestiegenen Beiträge der Kohle gingen bei der Braunkohle auf Sondereffekte im Zuge von Anlagenmodernisierungen und bei der Steinkohle auf die im Jahr 2012 günstige Wettbewerbssituation gegenüber dem Erdgas in der Stromerzeugung zurück. Der Verbrauch von Braunkohle erhöhte sich entsprechend um etwa 5 Prozent auf 56,0 Mio t SKE und der von Steinkohle um etwa 3 Prozent auf 57,0 Mio t SKE. Erdgas trug auch 2012 mit einem stabilen Anteil zur Energieversorgung bei. Insgesamt stieg der Erdgasverbrauch 2012 um etwa 1 Prozent auf 96,7 Mio t SKE.

Der Zuwachs beim Energieverbrauch und der verstärkte Einsatz fossiler Energieträger führten zu einer absoluten Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Deutschland. Bereinigt um den Temperatureinfluss hat sich der CO<sub>2</sub>-Ausstoß allerdings geringfügig vermindert.

Primärenergieverbrauch in Deutschland		
Anteile in Prozent	2012	2011
Mineralöl	33,3	33,9
Erdgas	21,0	20,9
Steinkohle	12,4	12,1
Braunkohle	12,2	11,6
Kernenergie	8,0	8,8
Erneuerbare Energien	11,7	10,9
Sonstige (einschließlich Außenhandels-saldo Strom)	1,4	1,8
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
Quelle: AG Energiebilanzen		

In England, Schottland und Wales wurden im Jahr 2012 rund 309 Mrd kWh (Vorjahr: 307 Mrd kWh) Strom verbraucht. Der Gasverbrauch stieg (ohne den Einsatz in Kraftwerken) auf 582 Mrd kWh (544 Mrd kWh). Dies ist auf die niedrigen Temperaturen in den letzten drei Quartalen zurückzuführen, wodurch die Rückgänge wegen leicht höherer Temperaturen im ersten Quartal 2012, anhaltender Energieeffizienzmaßnahmen und der Reaktion der Kunden auf die wirtschaftliche Entwicklung und die hohen Preise mehr als ausgeglichen wurden.

In den nordeuropäischen Ländern wurde aufgrund der insgesamt leicht niedrigeren Temperaturen mit 385 Mrd kWh 6 Mrd kWh mehr Strom verbraucht als im Vorjahreszeitraum. Der Netto-Stromexport in die umliegenden Länder betrug rund 14 Mrd kWh im Vergleich zu einem Nettoimport von rund 5 Mrd kWh im Vorjahr.

In Ungarn lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 34 Mrd kWh leicht unter dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm witterungsbedingt und durch Energiesparmaßnahmen um 3 Prozent auf 10,9 Mrd m<sup>3</sup> ab.

Der Stromverbrauch in Italien nahm um rund 3 Prozent auf 325,3 Mrd kWh (Vorjahr: 334,6 Mrd kWh) ab. Der Gasverbrauch ging durch die aufgrund der ungünstigen Marktbedingungen geringeren Lieferungen an Gaskraftwerke um 4 Prozent auf 787,3 Mrd kWh (822,3 Mrd kWh) zurück.

Auf dem spanischen Festland lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 252 Mrd kWh um 1 Prozent unter dem Vorjahreswert (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt um 2 Prozent). Mit 263 Mrd kWh lag der Gasverbrauch im Endkundengeschäft auf dem Vorjahresniveau.

In Frankreich wurden mit 489,5 Mrd kWh 2 Prozent mehr Strom verbraucht (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt, -0,6 Prozent). Entsprechend erreichte die gesamte Stromerzeugung mit 541,4 Mrd kWh knapp das Vorjahresniveau.

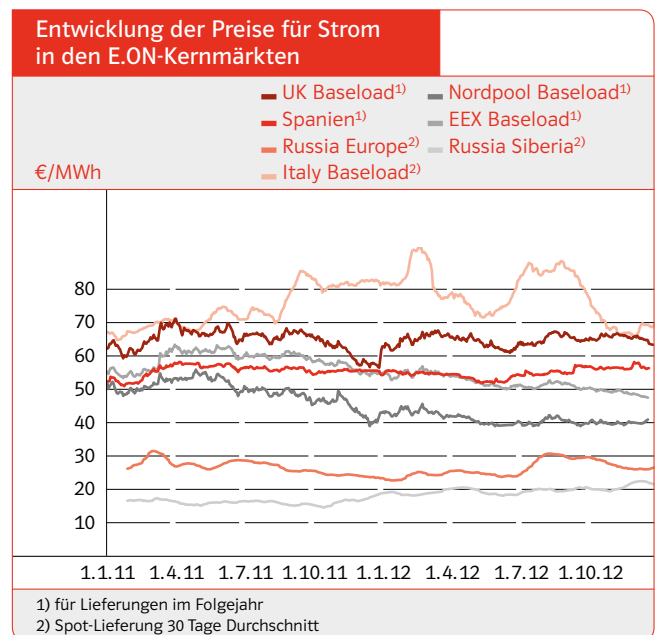
In der Russischen Föderation wurden bis Ende Dezember 2012 mit 1.054 Mrd kWh 1,3 Prozent mehr Strom erzeugt als im Vorjahr. Im russischen Verbundsystem (ohne isolierte Systeme) wurden mit 1.032 Mrd kWh ebenfalls 2,3 Prozent mehr Strom erzeugt. Der Stromverbrauch in Gesamtrussland stieg um 1,7 Prozent auf 1.038 Mrd kWh.

### Energiepreisentwicklung

Im Jahr 2012 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von fünf wesentlichen Faktoren beeinflusst:

- den internationalen Preisen für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle, sowie für CO<sub>2</sub>-Zertifikate,
- der allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Entwicklung,
- den Wetterbedingungen,
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien und
- dem Ausbau der Kapazitäten bei Erneuerbaren Energien.

Nachdem im ersten Quartal die Kältewelle in Europa und die Unruhen im Mittleren Osten das Marktgeschehen maßgeblich beeinflusst hatten, war der Rest des Jahres hauptsächlich durch die weltweit schwächelnde konjunkturelle Entwicklung sowie die anhaltende Krise in der Eurozone und die daraus resultierende zurückhaltende Stimmung in den Märkten geprägt.



Diese Entwicklung spiegelte sich deutlich im Preis für Brent-Rohöl mit Liefertermin im Folgemonat wider. Nach Preisspitzen im ersten Quartal und dem Absturz der Preise im zweiten Quartal wurde im dritten Quartal die Furcht vor einem weltweiten Nachfragerückgang durch die Sorge vor vermehrten Produktionsstörungen und Exportproblemen verdrängt. So zogen dann auch im September die Preise entsprechend an, fielen allerdings im vierten Quartal wieder etwas ab und schlossen das Jahr auf dem Niveau des Jahresbeginns.

Die Preise auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2) für Lieferungen im Folgejahr sind seit Jahresbeginn um nahezu 20 Prozent gefallen. Zwar erholten sie sich zwischenzeitlich aufgrund eines Streiks in Kolumbien ein wenig, fielen aber mit der Wiederaufnahme der Exporte auf ihr vorheriges Niveau zurück. Einer der Hauptgründe für die niedrigen Preise waren die – im Vergleich zum Vorjahr – um fast 50 Prozent höheren US-Exporte. Dort wurde heimische Kohle – insbesondere im Kraftwerkssektor – mehr und mehr durch günstiges Schiefergas verdrängt. Auch die anfangs noch vorhandenen Arbitragemöglichkeiten für Exporte vom Atlantik in den Pazifik schwanden im Laufe des Jahres durch ebenfalls rückläufige Preise in China. Die bereits niedrigen Frachtraten fielen im Laufe des Jahres aufgrund des weiterhin bestehenden Überangebots an Schiffen um weitere 26 Prozent.

Trotz schwacher Nachfrage, erhöhter ökonomischer Unsicherheit und fallender Ölpreise sind die Preise für Gaslieferungen im Folgejahr im Verlauf des Jahres leicht angestiegen. Gründe hierfür waren beispielsweise die Kältewelle im Februar und die Lieferausfälle in Großbritannien im ersten Quartal, aber auch der drastische Rückgang der LNG-Importe aufgrund der weiterhin außergewöhnlich hohen LNG-Nachfrage in Ostasien. Eine der wichtigsten fundamentalen Entwicklungen war 2012 wohl der bemerkenswerte Einbruch der Nachfrage bei der Gasverstromung, insbesondere in Großbritannien, Deutschland und Italien. Dieser resultierte sowohl aus der erhöhten Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien als auch aus der 2012 schlechten Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken im Vergleich zu Kohlekraftwerken.

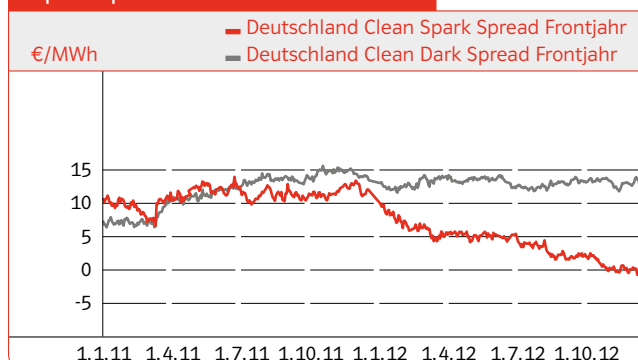
Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances – EUA) fielen 2012 auf ein Rekordtief. Gründe dafür waren zum einen das anhaltende Überangebot an Zertifikaten und zum anderen der zunehmende Eindruck, dass es in der Europäischen Union keine Verschärfung der Emissionsziele geben wird. Die niedrigen Preise lösten dann auch eine politische Diskussion aus, in deren Verlauf Maßnahmen entwickelt wurden, die Zahl der verfügbaren CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu verringern („Back-loading“-Prozess). Allerdings wurde auch schnell klar, dass die Implementierung dieser Maßnahmen sich deutlich schwieriger als erwartet gestalten wird. Aus diesem Grund blieb ein wirklich positiver Impuls aus und die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate lagen am Jahresende auf einem nach wie vor sehr niedrigen Niveau.

#### Preisentwicklung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Europa



Die Entwicklung der Strompreise in Deutschland für Base-load-Lieferungen im nächsten Jahr war auch im vierten Quartal weiter rückläufig. Insbesondere während der Weihnachtsfeiertage sorgte eine Kombination aus geringer Nachfrage, sehr milden Temperaturen und einer hohen Einspeisung aus Windverstromung für anhaltend negative Stundenpreise. Das Jahr schloss dann auch mit Preisen deutlich unter Jahresbeginn. Auslöser für das relativ niedrige Niveau am Forward-Markt war die 2013 anstehende Inbetriebnahme von kohlebasierter Kraftwerkskapazität, verbunden mit dem kontinuierlichen Ausbau von Fotovoltaik- und Windkraftkapazitäten. Im Laufe des Jahres war außerdem eine zunehmende Divergenz zwischen den Kosten für Kohleverstromung und Erzeugung aus Gas zu beobachten. Der Clean Spark Spread (Differenz zwischen Brennstoffpreis für Gas einschließlich CO<sub>2</sub>-Preis und Strompreis) geriet durch die zunehmenden Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien und die im Vergleich zu Gas deutlich gesunkenen Kohlepreise extrem unter Druck und schloss das Jahr im negativen Bereich.

#### Entwicklung der Clean Dark und Spark Spreads in Deutschland



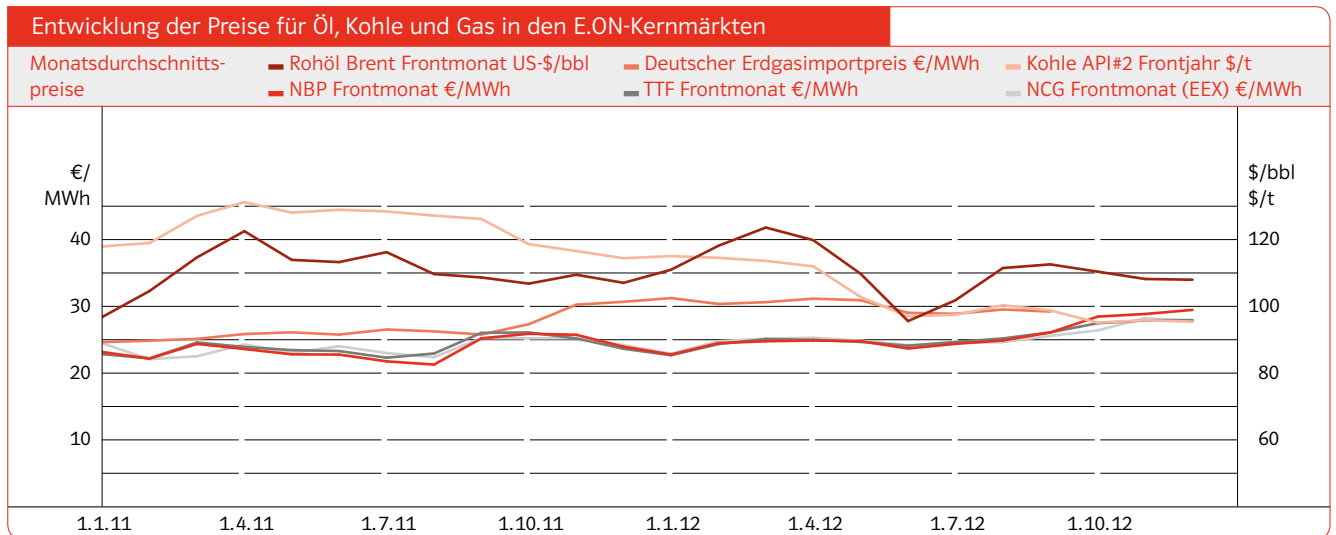
In Großbritannien änderten sich die Preise von Quartal zu Quartal nur geringfügig. Der sonst für die kalten Monate übliche Preisanstieg fiel wegen milder Temperaturen und der recht guten Versorgungslage aufgrund der kürzlich erfolgten Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken sowie umfangreicher Stromimporte vom Kontinent sehr moderat aus.

Der nordische Strommarkt war 2012 deutlich durch die Rekordstände der Wasserreservoirs gekennzeichnet. Bedingt durch starke Regenfälle und eine späte Schneeschmelze, die erhebliche Zuflüsse in die Reservoirs zur Folge hatten, verzeichneten Norwegen und Schweden im Sommer die niedrigsten Preise auf dem Kurzfristmarkt seit 20 Jahren. Der Markt stabilisierte sich erst gegen Ende des Jahres aufgrund geringerer Niederschläge und niedrigerer Temperaturen. Der Preis für Lieferungen im Folgejahr wurde allerdings von dieser Entwicklung nur wenig beeinflusst und schloss daher nur geringfügig unter dem Preis zum Jahresbeginn.

Die Preise auf dem italienischen Strommarkt für Lieferungen im Folgejahr waren 2012 durch die hohe Abhängigkeit von gasgetriebener Erzeugung und somit durch den Preis ölindizierter Gaslieferverträge geprägt. Die anfänglich hohen Preise entwickelten sich daher im Laufe des Jahres hauptsächlich mit dem Ölpreis, wurden aber zusätzlich durch die schwache gesamtwirtschaftliche Situation beeinflusst. Zudem spielte auch die höhere Einspeisung aus solarer Stromerzeugung insbesondere beim Verhältnis zwischen Base- und Peak-Preisen eine Rolle. Im vierten Quartal machten sich die Ergebnisse aus Neuverhandlungen ölindizierter Gaslieferverträge deutlich bemerkbar. Einhergehend mit einem weiteren Nachfragerückgang fielen die Preise deutlich und lagen rund 25 Prozent unter dem Wert zu Beginn des Jahres.

In Spanien blieben die Preise für Lieferungen im Folgejahr über das Jahr gesehen relativ konstant. Ein leichter Rückgang in der ersten Jahreshälfte wurde im dritten Quartal durch gestiegene Brennstoffpreise wieder kompensiert. Der Beschluss der Regierung zur Einführung einer neuen Steuer auf Stromerzeugung führte kurzfristig zu einem sprunghaften Anstieg der Preise.

Die Preisentwicklung auf dem russischen Strommarkt blieb in der europäischen Zone weiterhin recht stabil, unter anderem aufgrund der Entscheidung der russischen Regierung, die geplante Erhöhung der Gastarife von Januar auf den nachgeschwächeren Juli zu verschieben. Zudem sorgten geplante und auch ungeplante Wartungsausfälle einiger Kernkraftwerke in der zweiten Jahreshälfte für weiteren Preisdruck nach oben. Der Preis in der sibirischen Preiszone war nur unwesentlich durch die Entwicklung der Gastarife geprägt. Der im Vergleich deutliche Anstieg mit historischen Höchstwerten im November resultierte hauptsächlich aus weiterhin unterdurchschnittlichen Zuflüssen in die Wasserreservoirs und insgesamt geringerer Stromerzeugung aus Wasserkraft.





## Geschäftsverlauf

### Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung

Die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung (entsprechend der Beteiligungsquote von E.ON) im E.ON-Konzern nahm mit 67.732 MW im Vergleich zum Jahresende 2011 (67.215 MW) um 1 Prozent zu.

In der globalen Einheit Erzeugung sank die zurechenbare Kraftwerksleistung um rund 450 MW auf 46.388 MW. Gründe waren vor allem die Stilllegung beziehungsweise Außerbetriebnahme der Kohlekraftwerke Staudinger 3 und Veltheim 2 in Deutschland sowie die Stilllegung eines Steinkohlekraftwerks in Spanien.

Bei der Einheit Erneuerbare Energien stieg die zurechenbare Leistung um rund 620 MW, vor allem durch neue Windparks in den USA.

Bei der regionalen Einheit Deutschland nahm die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung von 1.876 MW um rund 4 Prozent auf 1.802 MW ab. Dies resultierte im Wesentlichen aus dem Abgang eines Wasserkraftwerks. Rund die Hälfte der zurechenbaren Kraftwerksleistung entfällt auf die dezentrale Erzeugung, wobei Bioerdgas und Biomasse unter Erdgas beziehungsweise Sonstige ausgewiesen werden.

In den weiteren EU-Ländern ging die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung durch den Verkauf einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Großbritannien auf 1.863 MW (Vorjahr: 1.910 MW) zurück.

Die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung in der Region Russland erhöhte sich durch den Erwerb weiterer Anteile.

Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung												
31. Dezember in MW	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Kernenergie	5.403	5.403	-	-	-	-	-	-	-	-	5.403	5.403
Braunkohle	852	852	-	-	-	-	-	-	-	-	852	852
Steinkohle	5.661	6.016	-	-	-	-	-	-	-	-	5.661	6.016
Erdgas	3.637	3.637	-	-	721	736	-	-	-	-	4.358	4.373
Öl	1.003	1.003	-	-	112	106	-	-	-	-	1.115	1.109
Wasserkraft	-	-	1.553	1.553	612	678	-	-	-	-	2.165	2.231
Windkraft	-	-	196	198	-	-	-	-	-	-	196	198
Sonstige	24	24	-	-	357	356	-	-	-	-	381	380
<b>Inland</b>	<b>16.580</b>	<b>16.935</b>	<b>1.749</b>	<b>1.751</b>	<b>1.802</b>	<b>1.876</b>	-	-	-	-	<b>20.131</b>	<b>20.562</b>
Kernenergie	2.782	2.774	-	-	-	-	-	-	-	-	2.782	2.774
Braunkohle	-	-	-	-	-	-	79	79	1.276	1.206	1.355	1.285
Steinkohle	10.649	10.765	-	-	-	-	-	-	-	-	10.649	10.765
Erdgas	13.239	13.225	-	-	-	-	1.494	1.541	7.041	6.645	21.774	21.411
Öl	3.138	3.138	-	-	-	-	-	-	-	-	3.138	3.138
Wasserkraft	-	-	3.022	3.022	-	-	43	43	-	-	3.065	3.065
Windkraft	-	-	4.430	3.836	-	-	1	1	-	-	4.431	3.837
Sonstige	-	-	161	132	-	-	246	246	-	-	407	378
<b>Ausland</b>	<b>29.808</b>	<b>29.902</b>	<b>7.613</b>	<b>6.990</b>	-	-	<b>1.863</b>	<b>1.910</b>	<b>8.317</b>	<b>7.851</b>	<b>47.601</b>	<b>46.653</b>
<b>Summe</b>	<b>46.388</b>	<b>46.837</b>	<b>9.362</b>	<b>8.741</b>	<b>1.802</b>	<b>1.876</b>	<b>1.863</b>	<b>1.910</b>	<b>8.317</b>	<b>7.851</b>	<b>67.732</b>	<b>67.215</b>

### Voll konsolidierte Kraftwerksleistung

Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung im E.ON-Konzern lag mit 70.111 MW auf dem Vorjahresniveau von 70.061 MW.

In der globalen Einheit Erzeugung sank die Kraftwerksleistung um 1 Prozent auf 47.715 MW (Vorjahr: 48.213 MW). Gründe waren auch hier vor allem die Stilllegung beziehungsweise Außerbetriebnahme der Kohlekraftwerke Staudinger 3 und Veltheim 2 in Deutschland.

Bei der Einheit Erneuerbare Energien stieg die Leistung um rund 600 MW, vor allem durch neue Windparks in den USA.

Bei der regionalen Einheit Deutschland blieb die Kraftwerksleistung mit 1.549 MW nahezu unverändert.

In den weiteren EU-Ländern reduzierte sich die Kraftwerksleistung durch den Verkauf einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Großbritannien auf 1.869 MW (Vorjahr: 1.919 MW).

Die Kraftwerksleistung in der Region Russland blieb mit 9.932 MW nahezu unverändert.

Voll konsolidierte Kraftwerksleistung												
31. Dezember in MW	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Kernenergie	5.746	5.746	-	-	-	-	-	-	-	-	5.746	5.746
Braunkohle	1.252	1.252	-	-	-	-	-	-	-	-	1.252	1.252
Steinkohle	5.600	5.986	-	-	-	-	-	-	-	-	5.600	5.986
Erdgas	4.210	4.205	-	-	508	502	-	-	-	-	4.718	4.707
Öl	1.003	1.003	-	-	120	114	-	-	-	-	1.123	1.117
Wasserkraft	-	-	1.619	1.619	547	547	-	-	-	-	2.166	2.166
Windkraft	-	-	226	226	-	-	-	-	-	-	226	226
Sonstige	-	-	-	-	374	380	-	-	-	-	374	380
<b>Inland</b>	<b>17.811</b>	<b>18.192</b>	<b>1.845</b>	<b>1.845</b>	<b>1.549</b>	<b>1.543</b>	-	-	-	-	<b>21.205</b>	<b>21.580</b>
Kernenergie	2.511	2.511	-	-	-	-	-	-	-	-	2.511	2.511
Braunkohle	-	-	-	-	-	-	69	69	1.524	1.528	1.593	1.597
Steinkohle	10.649	10.766	-	-	-	-	-	-	-	-	10.649	10.766
Erdgas	13.305	13.305	-	-	-	-	1.478	1.528	8.408	8.416	23.191	23.249
Öl	3.439	3.439	-	-	-	-	-	-	-	-	3.439	3.439
Wasserkraft	-	-	2.832	2.832	-	-	55	55	-	-	2.887	2.887
Windkraft	-	-	4.269	3.669	-	-	1	1	-	-	4.270	3.670
Sonstige	-	-	100	96	-	-	266	266	-	-	366	362
<b>Ausland</b>	<b>29.904</b>	<b>30.021</b>	<b>7.201</b>	<b>6.597</b>	-	-	<b>1.869</b>	<b>1.919</b>	<b>9.932</b>	<b>9.944</b>	<b>48.906</b>	<b>48.481</b>
<b>Summe</b>	<b>47.715</b>	<b>48.213</b>	<b>9.046</b>	<b>8.442</b>	<b>1.549</b>	<b>1.543</b>	<b>1.869</b>	<b>1.919</b>	<b>9.932</b>	<b>9.944</b>	<b>70.111</b>	<b>70.061</b>



## Strombeschaffung

Im Jahr 2012 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge um 6,7 Mrd kWh oder 1 Prozent über dem Vorjahreswert. Der Strombezug stieg um 14,1 Mrd kWh oder 3 Prozent.

Die Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung lag um 10,1 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Ursachen waren insbesondere der durch die Marktsituation im Jahr 2012 bedingte geringere Einsatz der kohle- und gasbefeuelten Kraftwerke in Deutschland, geringere Verfügbarkeiten der Kernkraftwerksblöcke Oskarshamn in Schweden und die rückläufige Nachfrage in Italien. Die Auswirkungen durch die Stilllegung von Kernkraftwerken gemäß der Novelle des Atomgesetzes (AtG) in Deutschland wurden durch eine höhere Verfügbarkeit der anderen Kernkraftwerke nahezu kompensiert. Positiv wirkten sich dagegen vor allem die deutlich verbesserten Marktkonditionen für den Einsatz von Kohlekraftwerken in Großbritannien und Frankreich aus.

Im Segment Erneuerbare Energien lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 26,2 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau von 24,0 Mrd kWh. Die Eigenerzeugung im Bereich Wasserkraft erhöhte sich um 0,7 Mrd kWh auf 14,5 Mrd kWh. Gründe hierfür waren der Anstieg der Erzeugungsmengen in

Deutschland infolge einer insgesamt guten Wasserführung sowie in Schweden infolge des hohen Wasserstandes zu Jahresbeginn und eines anhaltend hohen Zuflusses in die Reservoirs. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges steigerte die Eigenerzeugung um 15 Prozent auf 11,7 Mrd kWh (Vorjahr: 10,2 Mrd kWh). 96 Prozent der Erzeugung stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken.

Die verminderte Eigenerzeugung in der Regionaleinheit Deutschland resultierte vor allem aus der Verpachtung der Kraftwerke Plattling und Grenzach-Wyhlen in der zweiten Jahreshälfte 2011. Auf Erneuerbare Energien entfallen rund 50 Prozent der Eigenerzeugung.

Im Jahr 2012 erzeugten die weiteren EU-Länder mit 6,2 Mrd kWh 1,1 Mrd kWh weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahreszeitraum.

In der Region Russland haben wir im Berichtszeitraum mit eigenen Kraftwerken rund 93 Prozent des Gesamtbedarfs von 64,2 Mrd kWh gedeckt. 4,6 Mrd kWh wurden von Fremden bezogen.

Strombeschaffung																
in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel <sup>1)</sup>		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Eigenerzeugung	160,7	170,8	26,2	24,0	-	-	5,9	6,6	6,2	7,3	64,2	62,5	-	-	263,2	271,2
Bezug	28,1	30,3	6,8	6,2	565,2	566,9	181,1	180,4	148,9	159,8	4,6	4,3	-437,4	-464,7	497,3	483,2
Gemeinschaftskraftwerke	11,8	9,9	2,2	1,9	-	-	0,3	0,2	-	-	-	-	-	-	14,3	12,0
Optimierung & Handel/Fremde	16,3	20,4	4,6	4,3	565,2	566,9	180,8	180,2	148,9	159,8	4,6	4,3	-437,4	-464,7	483,0	471,2
<b>Summe</b>	<b>188,8</b>	<b>201,1</b>	<b>33,0</b>	<b>30,2</b>	<b>565,2</b>	<b>566,9</b>	<b>187,0</b>	<b>187,0</b>	<b>155,1</b>	<b>167,1</b>	<b>68,8</b>	<b>66,8</b>	<b>-437,4</b>	<b>-464,7</b>	<b>760,5</b>	<b>754,4</b>
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-2,2	-2,3	-0,8	-0,5	-	-	-5,6	-5,7	-9,2	-10,2	-2,3	-2,0	-	-	-20,1	-20,7
<b>Stromabsatz</b>	<b>186,6</b>	<b>198,8</b>	<b>32,2</b>	<b>29,7</b>	<b>565,2</b>	<b>566,9</b>	<b>181,4</b>	<b>181,3</b>	<b>145,9</b>	<b>156,9</b>	<b>66,5</b>	<b>64,8</b>	<b>-437,4</b>	<b>-464,7</b>	<b>740,4</b>	<b>733,7</b>

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst



## Gasbeschaffung, Handelsvolumen und Gasproduktion

Im Jahr 2012 bezog die Einheit Optimierung & Handel rund 1.309,8 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Neben der Beschaffung an Handelspunkten wurde rund die Hälfte dieser Menge über Langfristverträge bezogen. Wichtigste Bezugsquellen waren Russland, Norwegen, Deutschland und die Niederlande.

Im Rahmen der Optimierung und des Risikomanagements für den E.ON-Konzern handelte die globale Einheit Optimierung & Handel konzernextern die folgenden finanziellen und physischen Mengen:

Handelsvolumen		
	2012	2011
Strom (Mrd kWh) <sup>1)</sup>	1.402	1.832
Gas (Mrd kWh)	2.456	2.480
CO <sub>2</sub> -Zertifikate (Mio t)	721	598
Öl (Mio t)	261	92
Kohle (Mio t)	225	269

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswert angepasst

Die in der Tabelle dargestellten Handelsvolumina enthalten auch alle Mengen, die 2012 gehandelt wurden, jedoch erst in der Zukunft realisiert werden.

Die Gasproduktion der globalen Einheit Exploration & Produktion aus den Nordseefeldern ging im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr auf 615 Mio m<sup>3</sup> zurück. Die Produktion von Öl und Kondensaten sank ebenfalls und lag mit 1,5 Mio Barrel 58 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die wesentlichen Ursachen hierfür waren technisch bedingte vorübergehende Produktionsausfälle in den Feldern Njord, Elgin/Franklin und Rita sowie der natürliche Produktionsrückgang in den älteren Feldern. Damit verringerte sich die Upstream-Produktion von Gas und Öl beziehungsweise Kondensaten insgesamt um 52 Prozent auf 5,3 Mio Barrel Öläquivalent. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen stand uns aus dem at equity einbezogenen sibirischen Feld Yushno Russkoje mit 6,3 Mrd m<sup>3</sup> etwas weniger Erdgas als im Vorjahreszeitraum zu.

Upstream-Produktion			
	2012	2011	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	1,5	3,6	-58
Gas (in Mio Standard-m <sup>3</sup> )	615	1.175	-48
<b>Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)</b>	<b>5,3</b>	<b>11,0</b>	<b>-52</b>

### Stromabsatz

Im Jahr 2012 lag der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern um 6,7 Mrd kWh beziehungsweise 1 Prozent über dem Vorjahresniveau.

Der Rückgang des Stromabsatzes im Segment Erzeugung um 12,2 Mrd kWh resultierte im Wesentlichen aus der rückläufigen Nachfrage in Italien, dem durch die Marktsituation im Jahr 2012 bedingten geringeren Einsatz der kohle- und gasbefeuerten Kraftwerke in Deutschland und geringeren Lieferungen von unseren Kraftwerken in Schweden an Vertriebspartner und unsere Einheit Optimierung & Handel. Die Auswirkungen durch die Stilllegung von Kernkraftwerken gemäß der Novelle des Atomgesetzes (AtG) in Deutschland wurden durch eine höhere Verfügbarkeit der anderen Kernkraftwerke nahezu kompensiert.

Im Segment Erneuerbare Energien lag der Stromabsatz 2,5 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Der Stromabsatz im Bereich Wasserkraft nahm vor allem in Deutschland und Schweden wegen des Anstiegs der Eigenerzeugung und des damit steigenden Absatzes an die Einheit Optimierung & Handel um 1,1 Mrd kWh zu. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges

verkaufte Strom ausschließlich in Märkten mit Anreizmechanismen für erneuerbare Energieträger. Der Stromabsatz stieg im Wesentlichen durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 1,4 Mrd kWh beziehungsweise 12 Prozent.

Der Stromabsatz der Regionaleinheit Deutschland lag auf dem Vorjahresniveau.

In den weiteren EU-Ländern ist der Stromabsatz um 11,0 Mrd kWh gesunken. Rückgängen von 11,0 Mrd kWh in Frankreich, Italien, Großbritannien, den Niederlanden und Schweden standen Zunahmen von 3,8 Mrd kWh in Rumänien, Spanien, Tschechien und Ungarn gegenüber. Ein geringerer Absatz in Höhe von 3,8 Mrd kWh resultierte aus dem Abgang der Regionaleinheit Bulgarien Ende Juni 2012.

Der Stromabsatz der Einheit Russland am Großhandelsmarkt übertraf mit 66,5 Mrd kWh – insbesondere durch die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya im zweiten Halbjahr 2011 – den Vorjahreswert um 3 Prozent.

### Stromabsatz

in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel <sup>1)</sup>		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	0,2	-	-	-	23,9	25,0	55,9	61,2	-	-	-	-	80,0	86,2
Industrie- und Geschäftskunden	3,7	3,9	-	-	-	-	34,1	37,2	72,2	76,5	-	-	-0,6	-0,2	109,4	117,4
Vertriebspartner	24,5	26,7	4,7	4,7	-	-	91,7	82,9	0,7	1,7	-	-	-5,0	-4,9	116,6	111,1
<b>Kundengruppen</b>	<b>28,2</b>	<b>30,6</b>	<b>4,9</b>	<b>4,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>149,7</b>	<b>145,1</b>	<b>128,8</b>	<b>139,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-5,6</b>	<b>-5,1</b>	<b>306,0</b>	<b>314,7</b>
Großhandelsmarkt/ Optimierung & Handel	158,4	168,2	27,3	25,0	565,2	566,9	31,7	36,2	17,1	17,5	66,5	64,8	-431,8	-459,6	434,4	419,0
<b>Summe</b>	<b>186,6</b>	<b>198,8</b>	<b>32,2</b>	<b>29,7</b>	<b>565,2</b>	<b>566,9</b>	<b>181,4</b>	<b>181,3</b>	<b>145,9</b>	<b>156,9</b>	<b>66,5</b>	<b>64,8</b>	<b>-437,4</b>	<b>-464,7</b>	<b>740,4</b>	<b>733,7</b>

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst

## Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz stieg im Jahr 2012 um 54,6 Mrd kWh beziehungsweise 5 Prozent.

Der Gesamtabatz der globalen Einheit Optimierung & Handel lag auf dem Vorjahresniveau. Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden sowie Vertriebspartner verringerte sich gegenüber dem Vorjahr. Der Anteil der beiden Kundengruppen hat sich durch eine geänderte Kundenzuordnung verschoben. Der Absatz an die regionale Einheit Deutschland nahm auf rund 438 Mrd kWh zu. Im Ausland ging der Absatz wegen geringerer Liefermengen von E.ON Földgáz Trade um rund 20,4 Mrd kWh zurück.

Die Gasabsätze der Regionaleinheit Deutschland erhöhten sich im Wesentlichen im Segment Vertriebspartner durch die Akquisition von Neukunden und durch die Ausweitung des Gasabsatzes bei bestehenden Kunden.

Der Gasabsatz in den weiteren EU-Ländern lag um 12,0 Mrd kWh über dem Vorjahreswert. Ursachen hierfür waren vor allem Absatzsteigerungen von 16,1 Mrd kWh, insbesondere in Großbritannien aufgrund der niedrigen Temperaturen in den letzten drei Quartalen, in Rumänien und Tschechien durch neue Kunden im Industriekunden- beziehungsweise Großhandels-geschäft sowie in Spanien durch Zuwächse im Industriekunden-geschäft. Dagegen nahm der Gasabsatz wegen auslaufender Verträge mit Kunden in Frankreich um 1,4 Mrd kWh und in Schweden durch geringere Lieferungen an Gaskraftwerke um 1,1 Mrd kWh ab. In den Niederlanden lag der Absatz aufgrund geringerer Lieferungen an die Einheit Optimierung & Handel um 1,3 Mrd kWh unter dem Vorjahreswert.

Gasabsatz										
in Mrd kWh	Optimierung & Handel <sup>1)</sup>		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	26,0	25,4	100,0	97,7	-	-	126,0	123,1
Industrie- und Geschäftskunden	7,6	9,1	132,8	132,9	49,8	44,9	-5,7	-11,4	184,5	175,5
Vertriebspartner	60,0	77,6	302,0	263,4	0,1	0,8	-58,7	-94,8	303,4	247,0
<b>Kundengruppen</b>	<b>67,6</b>	<b>86,7</b>	<b>460,8</b>	<b>421,7</b>	<b>149,9</b>	<b>143,4</b>	<b>-64,4</b>	<b>-106,2</b>	<b>613,9</b>	<b>545,6</b>
Deutschland	438,1	394,4	-	-	-	-	-438,1	-394,4	-	-
Ausland	90,6	111,0	-	-	-	-	-31,2	-38,3	59,4	72,7
Großhandelsmarkt/ Optimierung & Handel	703,2	706,6	46,1	43,6	19,9	14,4	-280,4	-275,6	488,8	489,2
<b>Summe</b>	<b>1.299,5</b>	<b>1.298,7</b>	<b>506,9</b>	<b>465,3</b>	<b>169,8</b>	<b>157,8</b>	<b>-814,1</b>	<b>-814,5</b>	<b>1.162,1</b>	<b>1.107,5</b>

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst

### Geschäftsentwicklung 2012

Vor dem Hintergrund der Abkühlung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, rückläufiger Nachfrage nach Strom und Gas in fast allen Märkten und stetig sinkender Energiepreise, insbesondere im Strombereich, entwickelten sich die Ertragskennzahlen im E.ON-Konzern im Geschäftsjahr 2012 erfreulich, können aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich unsere Branche in einem grundlegenden Umbruch befindet.

Nachdem wir bei den langfristigen Gaslieferverträgen mit Gazprom eine Einigung erzielen konnten, hatten wir im Juli 2012 unseren Konzernausblick für das Jahr 2012 angehoben. Die Ergebnisse lagen zum Jahresende im Rahmen dieser angepassten Erwartungen. Der Umsatz stieg von 113 Mrd € im Vorjahr auf 132,1 Mrd €. Unser EBITDA erreichte rund 10,8 Mrd €. Das ist eine Steigerung von 16 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert von 9,3 Mrd €. Der Anstieg ist im Wesentlichen durch zwei Effekte zu erklären:

- die Belastung aus der deutschen Atomgesetznovelle im Berichtszeitraum 2011 sowie
- die mit den Produzenten erfolgreich neu verhandelten Gasbezugsverträge. Hier hatten wir 2012 auch Verluste aus Vorjahren kompensiert.

Das EBITDA lag damit sogar oberhalb der Mitte unserer kommunizierten Spanne von 10,4 bis 11 Mrd €.

Der nachhaltige Konzernüberschuss stieg entsprechend gegenüber dem Vorjahr von 2,5 auf rund 4,2 Mrd €. Der im Vergleich zum EBITDA höhere Anstieg des nachhaltigen Konzernüberschusses ist im Wesentlichen auf gegenüber dem Vorjahr gesunkene Abschreibungen und ein geringeres Zinsergebnis zurückzuführen. Auch hier liegt das Ergebnis voll innerhalb unseres Ausblicks für das Gesamtjahr 2012 von 4,1 bis 4,5 Mrd €.

Auch unsere Investitionen in Höhe von rund 7 Mrd € erreichten die Größenordnung, die wir im Rahmen unserer Mittelfristplanung für das Jahr 2012 vorgesehen hatten.

Unserem mittelfristigen Ziel, einen Debt Factor von unter 3 zu erreichen, sind wir ebenfalls näher gekommen. Wir konnten im Vergleich zum 31. Dezember 2011 unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 0,5 Mrd € auf 35,9 Mrd € senken und unseren Debt Factor auf 3,3 reduzieren.

Darüber hinaus verfügt der E.ON-Konzern weiterhin über eine gute Vermögens- und Kapitalstruktur.

### Unternehmenserwerbe, -veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2012

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2012 durchgeführt. Ausführliche Beschreibungen befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs.

#### Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

In Umsetzung der Strategie „Less Capital, More Value“ wurden im Oktober 2012 die Verträge über die Veräußerung von jeweils 50 Prozent der Anteile an drei Windparks in Nordamerika geschlossen.

Im Rahmen der Strategie, Aktivitäten über 15 Mrd € bis Ende des Jahres 2013 zu veräußern, haben wir 2012 folgende Aktivitäten als Abgangsgruppen beziehungsweise zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte klassifiziert oder bereits veräußert:

- der Anteil von 43 Prozent an E.ON Thüringer Energie
- die Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s.
- die Anteile an E.ON Energy from Waste
- die Anteile an bayerischen Wasserkraftwerken zur Übernahme von Stromerzeugungskapazitäten und -projekten sowie Stromverteilung in der Türkei von der österreichischen Verbund AG
- die Anteile an Horizon Nuclear Power in Großbritannien
- die Minderheitsbeteiligung an JMP in Tschechien
- die Anteile an der Gastransportgesellschaft Open Grid Europe
- die 100-prozentige Tochtergesellschaft E.ON Bulgaria
- die 40-prozentige Beteiligung an der HEAG Südthessische Energie AG
- die 15,09-Prozent-Beteiligung an der britischen Interconnector (UK) Ltd.
- einige Komponenten des Netzan schlusses des britischen Windparks London Array

Im Zuge des Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0 und der damit verbundenen Schließung des Standortes der E.ON Energie AG in München wurde das Grundstück Briener Straße verkauft.

Aus Desinvestitionen wurden im Jahr 2012 insgesamt zahlungswirksame Effekte in Höhe von 4.418 Mio € (Vorjahr: 5.987 Mio €) realisiert.

## Ertragslage

### Transferpreissystem

Die Lieferbeziehungen zwischen unseren Erzeugungseinheiten und der Einheit Optimierung & Handel werden über ein markt-basiertes Transferpreissystem abgerechnet. Unsere internen Transferpreise werden für eine im Voraus festgelegte Periode – in der Regel ein bis drei Jahre vor Lieferung – aus den aktuellen Preisen in den jeweiligen Märkten abgeleitet. Die daraus resultierenden abgerechneten Transferpreise für das Erzeugungsvolumen im Jahr 2012 waren niedriger als die Preise für die Lieferperiode 2011.

### Umsatz

Im Geschäftsjahr 2012 lag der Umsatz mit 132,1 Mrd € um 19,1 Mrd € über dem Vorjahreswert. Insbesondere in den Segmenten Optimierung & Handel und Deutschland stiegen die Umsätze, bei einem insgesamt höheren Anteil der Außenumsätze. Dagegen ging der Umsatz der Einheit Erzeugung deutlich zurück.

Umsatz			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	13.242	14.979	-12
Erneuerbare Energien	2.478	2.439	+2
Optimierung & Handel	100.101	84.667	+18
Exploration & Produktion	1.386	1.518	-9
Deutschland	40.298	37.295	+8
Weitere EU-Länder	24.096	23.032	+5
Russland	1.879	1.615	+16
Konzernleitung/Konsolidierung	-51.387	-52.591	-
<b>Summe</b>	<b>132.093</b>	<b>112.954</b>	<b>+17</b>

### Erzeugung

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz im Jahr 2012 um 1,7 Mrd € beziehungsweise 12 Prozent ab.

Umsatz			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Kernkraft	4.367	4.944	-12
Fossile Erzeugung	8.720	9.811	-11
Sonstiges/Konsolidierung	155	224	-31
<b>Erzeugung</b>	<b>13.242</b>	<b>14.979</b>	<b>-12</b>

Im Bereich Kernkraft lagen die Umsatzerlöse durch geringere interne Transferpreise für Lieferungen an unsere Einheit Optimierung & Handel in Deutschland und Schweden um 577 Mio € oder 12 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Darüber hinaus trugen geringere Absatzmengen in Schweden zu dem Umsatzrückgang bei.

In der fossilen Erzeugung gingen die Umsatzerlöse um 1.091 Mio € oder 11 Prozent zurück. Dieser Rückgang resultierte vor allem aus dem geringeren Einsatz der kohle- und gasbefeuelten Kraftwerke in Deutschland, witterungsbedingt deutlich gesunkenen Absatzmengen in Italien und Schweden sowie niedrigeren internen Transferpreisen. In Großbritannien stiegen die Umsätze aufgrund der Inbetriebnahme eines neuen Gaskraftwerks, verbesserter Marktkonditionen für Kohlekraftwerke und von Währungsumrechnungseffekten leicht. In Spanien wirkten sich höhere Marktpreise positiv aus.

### Erneuerbare Energien

Der Umsatz in der globalen Einheit Erneuerbare Energien legte um 39 Mio € zu.

Umsatz			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Wasserkraft	1.322	1.453	-9
Wind/Solar/Sonstiges	1.156	986	+17
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>2.478</b>	<b>2.439</b>	<b>+2</b>

Der Umsatz im Bereich Wasserkraft nahm um 9 Prozent auf 1.322 Mio € ab. Dies ist im Wesentlichen auf den Absatzrückgang in Italien und die geringeren Transfer- und Spotmarktpreise in Schweden zurückzuführen. In Deutschland ging der Umsatz wegen der negativen Preisentwicklung leicht zurück. Dagegen erhöhte sich der Umsatz in Spanien durch die gestiegenen sogenannten Poolpreise etwas.

Wesentlicher Grund für den Anstieg um 170 Mio € im Bereich Wind/Solar/Sonstiges war der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten.

### Optimierung & Handel

Der Umsatz der globalen Einheit Optimierung & Handel stieg um rund 15,4 Mrd € auf rund 100,1 Mrd €.

Umsatz			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Eigenhandel	4	111	-96
Optimierung	99.816	84.109	+19
Gastransport/Beteiligungen/ Sonstiges	281	447	-37
<b>Optimierung &amp; Handel</b>	<b>100.101</b>	<b>84.667</b>	<b>+18</b>

Der Bereich Optimierung umfasst das Gasgroßhandels-geschäft, das Speichergeschäft und die Assetoptimierung. Der Umsatzzanstieg resultierte vor allem aus der Ausweitung der finanziellen Handelsaktivitäten im Gas- und Ölbereich. Im Gasbereich führte die Optimierung von langfristigen Lieferverträgen und von konzerneigenen Gaskraftwerken zu einem erheblichen Anstieg der Umsätze. Dies war auf eine geänderte Hedgingstrategie zu einem mehr börsenorientierten Handel zurückzuführen. Darüber hinaus trug das Hedging der finanziellen Ölposition von E.ON im Rahmen der ölindezierten Langfristlieferverträge für Gas zu einer Umsatzsteigerung bei. Der Umsatz im Gasgroßhandel nahm vor allem durch höhere Verkaufspreise und gestiegene Absatzmengen zu. Der Anstieg der Umsatzerlöse findet sich nahezu identisch auch im Anstieg der Materialaufwendungen wieder, da bei Hedging-Aktivitäten Mengen in unterschiedlichen Zeiträumen eingekauft und wieder verkauft werden. Jede Änderung der zugrunde liegenden Geschäfte führt zu einem weiteren Anstieg.

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges ging der Umsatz durch den Verkauf von Open Grid Europe Ende Juli 2012 deutlich zurück. Dies wurde teilweise durch geringere Konsolidierungseffekte ausgeglichen.

### Exploration & Produktion

Der Umsatz unserer Einheit Exploration & Produktion nahm aufgrund der gesunkenen Produktionsvolumina aus den Nordseefeldern im Berichtszeitraum 2012 um 9 Prozent auf 1.386 Mio € (Vorjahr: 1.518 Mio €) ab. Durch die positive Preisentwicklung, insbesondere für Mengen aus dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje, wurde die Entwicklung in den Nordseefeldern teilweise kompensiert.

### Deutschland

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz der Regionaleinheit Deutschland um 3 Mrd € zu.

Umsatz			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Verteilnetzgeschäft	12.741	11.276	+13
Unreguliertes Geschäft/Sonstiges	27.557	26.019	+6
<b>Deutschland</b>	<b>40.298</b>	<b>37.295</b>	<b>+8</b>

Im Geschäftsfeld Verteilnetz lagen die Umsatzerlöse um 1,5 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf höhere Umsätze im Zusammenhang mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien zurückzuführen.

Im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges erhöhte sich der Umsatz um 1,5 Mrd €. Dieser Anstieg resultierte im Wesentlichen aus der Akquisition von Kunden im vertrieblichen Gasgeschäft.

### Weitere EU-Länder

Der Umsatz in den weiteren EU-Ländern nahm um 1,1 Mrd € auf 24,1 Mrd € zu.

Umsatz			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Großbritannien (in Mio £)	9.701 (7.866)	8.554 (7.422)	+13 (+6)
Schweden (in Mio SEK)	2.822 (24.566)	2.922 (26.381)	-3 (-7)
Tschechien (in Mio CZK)	3.018 (75.889)	2.765 (67.991)	+9 (+12)
Ungarn (in Mio HUF)	1.974 (570.850)	1.948 (544.196)	+1 (+5)
Übrige regionale Einheiten	6.581	6.843	-4
<b>Weitere EU-Länder</b>	<b>24.096</b>	<b>23.032</b>	<b>+5</b>

Der Umsatz in der Region Großbritannien stieg um 1,1 Mrd €. Grund waren vor allem Währungsumrechnungseffekte. Zuwächse im Vertriebsgeschäft wurden teilweise durch die fehlenden Umsätze des am Ende des ersten Quartals 2011 veräußerten regulierten Geschäfts (Central Networks) kompensiert.

In der Region Schweden lag der Umsatz trotz positiver Währungsumrechnungseffekte in Höhe von rund 100 Mio € um 100 Mio € unter dem Vorjahreswert. Die negative Entwicklung ist vor allem auf geringere Umsätze im Endkundengeschäft wegen im Vergleich zum Vorjahr niedrigerer Spotpreise und Absatzmengen zurückzuführen.



In Tschechien stieg der Umsatz, vor allem aufgrund höherer Verkaufspreise für Gas im Endkundengeschäft und höherer Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft, um insgesamt 253 Mio €. Negativ wirkten sich Währungsumrechnungseffekte aus.

Der Umsatz in der Region Ungarn nahm um 26 Mio € zu. Negative Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 70 Mio € wurden durch gestiegene Netzgebühren, einen Einmaleffekt im Gasbereich und höhere Verkaufspreise im Strom- und Wärme-geschäft mehr als ausgeglichen.

Bei den übrigen regionalen Einheiten verringerte sich der Umsatz um 262 Mio €. Ursachen hierfür waren insbesondere der Verlust eines Großkunden in den Niederlanden, ein mengen- und preisbedingt deutlicher Rückgang in Frankreich, die Veräußerung der Aktivitäten in Bulgarien und geringere Absatzmengen in Italien. Diese Rückgänge wurden durch höhere Stromlieferungen und positive Mengen- und Preiseffekte im Gasgeschäft in Spanien sowie gestiegene Strom- und Gasabsätze verbunden mit höheren Endkundenpreisen in Rumänien teilweise ausgeglichen.

## Russland

Der Umsatz in der Region Russland stieg im Berichtszeitraum 2012 um 16 Prozent auf 1.879 Mio € (Vorjahr: 1.615 Mio €). Gründe hierfür waren höhere Absatzmengen durch den im Vergleich zum Vorjahr ganzjährigen Betrieb der neuen Erzeugungskapazitäten und gestiegene Marktpreise für Lieferungen am folgenden Tag. In der Landeswährung Rubel stieg der Umsatz um 14 Prozent auf 75.025 Mio Rubel (66.039 Mio Rubel).

## Weitere wesentliche Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 381 Mio € um 27 Prozent unter dem Wert des Vorjahres von 519 Mio €. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass im Vorjahr Neubauprojekte im Kraftwerksbereich abgeschlossen und dadurch 2012 deutlich weniger Engineering-Leistungen erbracht wurden.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 21 Prozent auf 10.845 Mio € (Vorjahr: 13.785 Mio €) gesunken. Gründe waren insbesondere niedrigere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 4.108 Mio € (6.027 Mio €) sowie geringere Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 3.779 Mio € (4.559 Mio €). Im Jahr 2012 ergaben sich wesentliche Auswirkungen bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten. Diese betrafen vor allem Strom-, Gas-,

Kohle- und Ölpositionen. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen betrugen 643 Mio € (1.548 Mio €) und resultierten vor allem aus der Veräußerung von Sachanlagen und aus dem Verkauf von Wertpapieren. Im Vorjahr erzielten wir Erträge hauptsächlich durch die Abgabe weiterer Gazprom-Anteile sowie den Verkauf des britischen Stromverteilnetzes. In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen und Rückstellungen sowie vereinnahmte Schadensersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Anstieg um 17.458 Mio € auf 115.285 Mio € (Vorjahr: 97.827 Mio €). Ursache hierfür war vor allem das erheblich gestiegene Handelsvolumen bei unserer Einheit Optimierung & Handel, da bei der Optimierung Mengen eingekauft und wieder verkauft werden. Dagegen wirkte sich die im ersten Halbjahr 2012 erzielte rückwirkende Einigung mit Gazprom über die Preiskonditionen für den Zeitraum seit dem vierten Quartal 2010 in Höhe von rund 1 Mrd € positiv aus.

Der Personalaufwand ist um 14 Prozent auf 5.138 Mio € (Vorjahr: 5.947 Mio €) gesunken. Der Rückgang resultierte im Wesentlichen aus dem Personalabbau im Rahmen von E.ON 2.0 sowie aus dem Verkauf der regionalen Einheit Bulgarien und von Open Grid Europe.

Die Abschreibungen lagen mit 5.078 Mio € deutlich unter dem Niveau des Vorjahres von 7.081 Mio €. Grund hierfür war, dass im Jahr 2011 gegenüber 2012 höhere außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte vorgenommen wurden. Durch die Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland wurden im Vorjahr außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Anlagen erforderlich. Die Rücknahme von außerplanmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen wirkte sich in den sonstigen betrieblichen Erträgen aus.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich um 25 Prozent auf 13.307 Mio € (Vorjahr: 17.656 Mio €). Dies ist im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 3.857 Mio € (6.761 Mio €) und niedrigere Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten von 4.491 Mio € (5.685 Mio €) zurückzuführen, die insbesondere Commodity-Derivate betrafen.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen verringerte sich auf 137 Mio € (Vorjahr: 512 Mio €), im Wesentlichen durch außerplanmäßige Abschreibungen auf Beteiligungen im Gasbereich. Darüber hinaus belasteten im Vorjahr außerplanmäßige Abschreibungen infolge der Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland das Ergebnis.

## EBITDA

Im Berichtszeitraum 2012 lag unser EBITDA um rund 1,5 Mrd € über dem Vorjahreswert. Die wesentlichen Gründe waren:

- deutliche Verbesserungen im Gashandelsgeschäft
- die Belastungen aus den im Berichtszeitraum 2011 gebuchten Einmaleffekten im Rahmen der Novelle des Atomgesetzes
- erste Effekte aus unserem konzernweiten Programm E.ON 2.0 sowie
- der Betrieb der neuen Gaskraftwerksblöcke an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya in Russland

EBITDA <sup>1)</sup>			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	2.403	2.114	+14
Erneuerbare Energien	1.271	1.459	-13
Optimierung & Handel	1.421	160	+788
Exploration & Produktion	523	727	-28
Deutschland	2.819	2.457	+15
Weitere EU-Länder	2.032	2.259	-10
Russland	729	553	+32
Konzernleitung/Konsolidierung	-412	-436	-6
<b>Summe</b>	<b>10.786</b>	<b>9.293</b>	<b>+16</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

E.ON erwirtschaftet einen hohen Anteil des EBITDA in sehr stabilen Geschäftsfeldern. Insgesamt betrug der Anteil des regulierten und des quasi-regulierten beziehungsweise langfristig kontrahierten Geschäfts am EBITDA im Jahr 2012 46 Prozent.

EBITDA <sup>1)</sup>			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Reguliertes Geschäft	4.004	3.721	+8
Quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft	968	900	+8
Marktbestimmtes Geschäft	5.814	4.672	+24
<b>Summe</b>	<b>10.786</b>	<b>9.293</b>	<b>+16</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das regulierte Geschäft umfasst Bereiche, in denen Erlöse anhand rechtlich bindender Vorgaben durch die Kosten (inklusive einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals) bestimmt werden. Deshalb sind die Erträge in hohem Maße planbar und stabil.

Unter quasi-reguliertem und langfristig kontrahiertem Geschäft werden Tätigkeiten zusammengefasst, die sich durch einen hohen Grad an Planbarkeit der Erträge auszeichnen, da wesentliche Erlösbestandteile (Preis und/oder Menge) durch gesetzliche Vorgaben oder individualvertragliche Vereinbarungen mittel- bis langfristig in hohem Maße fixiert sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Teile des Segments Erneuerbare Energien mit entsprechenden Anreizmechanismen oder den Verkauf von Erzeugungsleistung auf Basis langfristiger Abnahmeverträge.

Das marktbestimmte Geschäft umfasst die Aktivitäten, die nicht unter den beiden anderen Kategorien subsumiert werden können.

## Erzeugung

Das EBITDA der globalen Einheit Erzeugung lag um 289 Mio € über dem Vorjahreswert.

Erzeugung				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2012	2011	2012	2011
Kernkraft	792	272	536	25
Fossile Erzeugung	1.659	1.792	960	1.061
Sonstiges/Konsolidierung	-48	50	-54	42
<b>Summe</b>	<b>2.403</b>	<b>2.114</b>	<b>1.442</b>	<b>1.128</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Kernenergie wirkte sich 2012 vor allem positiv aus, dass die im zweiten Quartal 2011 bilanzierten Einmaleffekte im Zusammenhang mit der Stilllegung von Kraftwerken gemäß der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland das EBITDA des Vorjahres belasteten. Dagegen beeinflussten in Deutschland die niedrigeren marktbasierten Transferpreise im Rahmen der Lieferungen an unsere Einheit Optimierung & Handel, höhere Aufwendungen für die Kernbrennstoffsteuer und gestiegene Zuführungen zu den Entsorgungsrückstellungen das Ergebnis des Jahres 2012. Zusätzlich verminderte sich das Ergebnis durch die geringeren Absatzmengen und niedrigere Transferpreise in Schweden.

In der fossilen Erzeugung lag das Ergebnis 133 Mio € unter dem Wert des Vorjahres. Hier wirkten sich vor allem die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren internen Transferpreise negativ aus. Darüber hinaus belasteten in Großbritannien der Umbau eines Kraftwerks auf Biomasse und positive Einmaleffekte im Jahr 2011 sowie in Italien der Rückgang der Marge bei der Stromerzeugung in Gaskraftwerken das Ergebnis. Positiv wirkten sich dagegen verbesserte Margen in Frankreich und Spanien aus.

## Erneuerbare Energien

Das EBITDA im Segment Erneuerbare Energien lag um 188 Mio € beziehungsweise 13 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Erneuerbare Energien				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2012	2011	2012	2011
Wasserkraft	709	909	605	793
Wind/Solar/Sonstiges	562	550	272	295
<b>Summe</b>	<b>1.271</b>	<b>1.459</b>	<b>877</b>	<b>1.088</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr sank das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 22 Prozent auf 709 Mio €. Gründe waren im Wesentlichen geringere Absatzmengen in Italien, positive Einmaleffekte im Vorjahr in Deutschland, geringere Transferpreise trotz gestiegener Produktions- und Absatzmengen in Schweden und die volatilen Marktpreise in Spanien.

Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lag das EBITDA leicht über dem Vorjahreswert (+2 Prozent). Der starke Zuwachs der Erzeugungskapazitäten wurde teilweise durch positive Einmaleffekte im ersten Quartal 2011 und geringere Vergütungen im Berichtszeitraum 2012 kompensiert.

## Optimierung & Handel

Das EBITDA der globalen Einheit Optimierung & Handel übertraf den Vorjahreswert um 1.261 Mio €.

Optimierung & Handel				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2012	2011	2012	2011
Eigenhandel	-61	44	-62	42
Optimierung	750	-735	551	-885
Gastransport/ Beteiligungen/Sonstiges	732	851	674	709
<b>Summe</b>	<b>1.421</b>	<b>160</b>	<b>1.163</b>	<b>-134</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das EBITDA im Eigenhandel lag unter dem Vorjahreswert. Gründe hierfür waren geringere Ergebnisse im Gas-, Öl- und osteuropäischen Strombereich.

Im Bereich Optimierung stieg das EBITDA vor allem durch das Gasgeschäft deutlich über das Vorjahresniveau. Die Verhandlungen über Anpassungen der Einkaufspreise mit allen Lieferanten waren erfolgreich. Dies führte im Vergleich zum Vorjahr zu einem erheblich verbesserten Ergebnis. Abhängig von den jeweiligen Produzenten betreffen die Preisanpassungen zurückliegende Lieferperioden, unter Umständen bis zum vierten Quartal 2010. Bei der Optimierung von Erzeugung und Produktion im E.ON-Konzern lagen die erzielten Marktpreise zwar immer noch unter den internen Transferpreisen, das EBITDA hat sich aber gegenüber dem Vorjahr deutlich verbessert.

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges verringerte sich das Ergebnis durch den Verkauf von Open Grid Europe Ende Juli 2012 gegenüber dem Vorjahr. Dies und negative Konsolidierungseffekte wurden durch höhere Beteiligungsergebnisse teilweise kompensiert.

### Exploration & Produktion

Das EBITDA der Einheit Exploration & Produktion lag mit 523 Mio € (Vorjahr: 727 Mio €) 28 Prozent unter dem Vorjahreswert. Dies war hauptsächlich auf die gesunkenen Produktionsvolumina in den Nordseefeldern zurückzuführen, die teilweise durch höhere Preise für Mengen aus dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje kompensiert wurden. Das EBIT betrug im Berichtszeitraum 2012 293 Mio € (481 Mio €).

### Deutschland

Das EBITDA der Regionaleinheit Deutschland lag um 362 Mio € über dem Vorjahreswert.

Deutschland				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2012	2011	2012	2011
Verteilnetzgeschäft	1.792	1.535	1.128	885
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	1.027	922	723	614
<b>Summe</b>	<b>2.819</b>	<b>2.457</b>	<b>1.851</b>	<b>1.499</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Geschäftsfeld Verteilnetz stieg das Ergebnis um 257 Mio € an. Ursächlich hierfür sind insbesondere höhere Netzerlöse im Stromgeschäft sowie Verbesserungen aus eingeleiteten Einsparmaßnahmen.

Das EBITDA im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges lag 105 Mio € über dem Wert des Vorjahres, im Wesentlichen trugen hierzu aperiodische Effekte bei.

### Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern ging mit 2,0 Mrd € insgesamt 10 Prozent beziehungsweise 227 Mio € zurück.

Weitere EU-Länder				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2012	2011	2012	2011
Großbritannien (in Mio £)	289 (234)	523 (454)	170 (137)	390 (338)
Schweden (in Mio SEK)	714 (6.215)	672 (6.068)	466 (4.059)	411 (3.710)
Tschechien (in Mio CZK)	478 (12.010)	470 (11.557)	364 (9.097)	359 (8.828)
Ungarn (in Mio HUF)	186 (53.869)	223 (62.378)	86 (24.945)	104 (29.037)
Übrige regionale Einheiten	365	371	259	227
<b>Summe</b>	<b>2.032</b>	<b>2.259</b>	<b>1.345</b>	<b>1.491</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Großbritannien lag das EBITDA 234 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Gründe waren die fehlenden Ergebnisse des im April 2011 veräußerten regulierten Geschäfts (Central Networks) und höhere Kosten zur Erfüllung regulatorischer Verpflichtungen.

Das EBITDA in der Region Schweden stieg um 42 Mio €. Darin sind positive Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 26 Mio € enthalten. Darüber hinaus wirkten sich höhere Netzentgelte, neue Anschlüsse für Windkraftanlagen und die Veräußerung einer Beteiligung positiv aus. Dagegen belasteten im Wärme-geschäft geringere Verfügbarkeiten sowie im Endkundengeschäft höhere Beschaffungskosten – verursacht durch Preisspitzen im ersten Quartal – zusammen mit rückläufigen Absatzmengen das Ergebnis.

In Tschechien lag das EBITDA aufgrund des gestiegenen Beitrags einer Equity-Beteiligung und verbesserter Energiemargen leicht über dem Vorjahresniveau. Währungsumrechnungseffekte wirkten sich negativ aus.

Das EBITDA der Region Ungarn entfällt im Wesentlichen mit 208 Mio € auf das Verteilnetzgeschäft und mit -32 Mio € auf das Vertriebsgeschäft. Gründe für den Ergebnismrückgang sind im Wesentlichen höhere Personalkosten, Verluste durch uneinbringliche Forderungen und Währungsumrechnungseffekte.

Bei den übrigen regionalen Einheiten nahm das EBITDA um 6 Mio € beziehungsweise 2 Prozent ab. Dies war im Wesentlichen durch unsere Einheit in Frankreich begründet. Dort belasteten eine Rückstellung für erwartete Verluste im Gasbereich, regulierungsbedingte Änderungen, geringere Absätze im Strombereich und geringere Margen im Gasgeschäft das Ergebnis. Darüber hinaus wirkten sich die Veräußerung der Regionaleinheit Bulgarien Ende Juni 2012 und ein leichter Ergebnismrückgang in Spanien negativ aus. Die Rückgänge des EBITDA wurden durch 2011 vorgenommene Wertberichtigungen auf lange überfällige Forderungen in Italien, eine Beteiligungsveräußerung in den Niederlanden und verbesserte Margen im Gasgeschäft in Rumänien nahezu kompensiert.

## Russland

In der Region Russland nahm das EBITDA im Berichtszeitraum im Wesentlichen wegen der höheren Absatzmengen durch die im zweiten Halbjahr 2011 gestiegenen Erzeugungskapazitäten um 176 Mio € beziehungsweise 32 Prozent auf 729 Mio € (Vorjahr: 553 Mio €) zu. Das EBIT lag bei 546 Mio € (398 Mio €). In der Landeswährung Rubel stieg das EBITDA um 29 Prozent auf 29.118 Mio Rubel (22.620 Mio Rubel). Das EBIT lag bei 21.784 Mio Rubel (16.256 Mio Rubel).

## Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON SE und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen mit 2.217 Mio € beziehungsweise 1,16 € erheblich über den Vorjahreswerten von -2.219 Mio € und -1,16 €.

Konzernergebnis		
in Mio €	2012	2011
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>10.786</b>	<b>9.293</b>
Planmäßige Abschreibung	-3.544	-3.689
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-215	-166
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>7.027</b>	<b>5.438</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.321	-1.776
Netto-Buchgewinne/-verluste	322	1.221
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-230	-586
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-388	-801
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-1.688	-3.004
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-408	-3.403
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>3.314</b>	<b>-2.911</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-710	1.036
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>2.604</b>	<b>-1.875</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	37	14
<b>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</b>	<b>2.641</b>	<b>-1.861</b>
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	2.217	-2.219
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	424	358

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Glossar)  
 2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen sowie aufgrund von im neutralen Ergebnis erfassten Impairments von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.

Die Verbesserung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses beruht im Wesentlichen auf der Auflösung von Rückstellungen aus vergangenen Jahren. Gegenläufig wirkte sich aus, dass das Vorjahr durch einen positiven Einmaleffekt im Zusammenhang mit dem Förderfonds Erneuerbare Energien beeinflusst wurde.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2012	2011
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.412	-2.094
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	91	318
<b>Summe</b>	<b>-1.321</b>	<b>-1.776</b>

Im Geschäftsjahr 2012 lagen die Netto-Buchgewinne rund 0,9 Mrd € beziehungsweise 74 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus dem Verkauf unserer Beteiligung an Horizon Nuclear Power in Großbritannien, von Wertpapieren, Netzteilen in Deutschland, Anteilen an einer britischen Gaspipeline und eines Grundstücks mit Verwaltungsgebäude in München. Der Wert für das Jahr 2011 enthielt insbesondere Buchgewinne aus der Veräußerung von Gazprom-Anteilen, des britischen Netzgeschäfts, dem Abgang des Gasverteilnetzes in Schweden und dem Verkauf von Wertpapieren.

Die Aufwendungen für Restrukturierung lagen 2012 bei 0,6 Mrd € und sind somit im Vergleich zum Vorjahr um 0,8 Mrd € gesunken. Die wesentlichen Aufwendungen im Jahr 2012 entfielen hierbei auf das interne Kostensenkungsprogramm E.ON 2.0; sie lagen rund 0,4 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Bei den Aufwendungen handelt es sich insbesondere um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen bei ausländischen Tochtergesellschaften. Die übrigen Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Zusammenhang mit Strukturmaßnahmen bei unseren regionalen Versorgern in Deutschland und mit Außerbetriebnahmen von Erzeugungseinheiten an.

Im Jahr 2012 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld und regulatorische Eingriffe unsere globalen und regionalen Einheiten. Deshalb mussten wir Wertberichtigungen in Höhe von 1,7 Mrd € insbesondere bei unseren Einheiten Erzeugung, Optimierung & Handel und in den weiteren EU-Ländern vornehmen. Davon entfielen auf Goodwill 0,3 Mrd € sowie auf Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte und Beteiligungen 1,7 Mrd €. Dem standen Zuschreibungen von rund 0,3 Mrd € im Wesentlichen im Segment Erzeugung gegenüber.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis von -0,4 Mrd € (Vorjahr: -3,4 Mrd €) wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2012 resultierte hieraus ein negativer Effekt von -0,5 Mrd € gegenüber -1,8 Mrd € im Vorjahr. Im Jahr 2012 führte eine Vielzahl kleinerer Effekte zu einer weiteren Ergebnisbelastung. Positiv wirkte sich dagegen die Kürzung des Bußgelds aus, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte. Im Jahr 2011 ergaben sich zusätzliche negative Effekte aus der Reklassifizierung von Währungsumrechnungseffekten aus dem Eigenkapital im Zuge der Vereinfachung der Konzernstruktur, aus Wertberichtigungen im Zusammenhang mit der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland, aus Vorfälligkeitsentschädigungen im Rahmen der Schuldenreduzierung und durch Abschreibungen auf Förderlizenzen im Segment Exploration & Produktion.

Der Anstieg des Steueraufwands um 1,7 Mrd € im Vergleich zum Vorjahr beruht im Wesentlichen auf der starken Erhöhung des Ergebnisses. Die effektive Steuerquote beträgt 21 Prozent während sie im Vorjahr – bezogen auf das negative Ergebnis – 36 Prozent betrug. Steuersatzeffekte aufgrund von Steuersatzänderungen führten zu einer Steuerentlastung von insgesamt -0,3 Mrd €.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält das Ergebnis aus vertraglichen Verpflichtungen bereits veräußerter Einheiten, das gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen wird.

### Nachhaltiger Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss wird neben der operativen Geschäftsentwicklung durch Sondereinflüsse wie zum Beispiel die Marktbewertung von Derivaten geprägt. Mit dem nachhaltigen Konzernüberschuss weisen wir eine Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Minderheitsanteilen aus, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten auch Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss). Darüber hinaus werden die Ergebnisse aus nicht fortgeführten Aktivitäten und aus der Erstanwendung neuer IFRS-Vorschriften nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss sowie außergewöhnliche Steuereffekte beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Nachhaltiger Konzernüberschuss			
in Mio €	2012	2011	+/- %
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	2.217	-2.219	-
Netto-Buchgewinne	-322	-1.221	-
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	618	1.387	-
Impairments (-)/Wertaufholungen (+)	1.688	3.004	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	408	3.403	-
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	-110	-1.708	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-275	-131	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-37	-14	-
<b>Summe</b>	<b>4.187</b>	<b>2.501</b>	<b>+67</b>



## Finanzlage

E.ON stellt die Finanzlage des Konzerns unter anderem mit den Kennzahlen wirtschaftliche Netto-Verschuldung und operativer Cashflow dar.

### Finanzstrategie

E.ONs Finanzstrategie setzt sich aus den zentralen Bestandteilen Kapitalstrukturmanagement und Dividendenpolitik zusammen.

Die Kapitalstruktur wird bei E.ON mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gesteuert, um einen dem Verschuldungsstand angemessenen Zugang zum Kapitalmarkt zu gewährleisten. Der Debt Factor ermittelt sich aus dem Verhältnis der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zu unserem EBITDA und stellt damit eine dynamische Verschuldungsmessgröße dar. Hierbei schließt die wirtschaftliche Netto-Verschuldung neben den Netto-Finanzschulden auch die Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein. Zudem werden die Netto-Marktwerte der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement) einbezogen. Es ist E.ONs mittelfristiges Ziel, einen Debt Factor von unter 3 zu erreichen.

Hierzu hatte E.ON bereits im November 2010 proaktiv ein Programm zum Management der Portfolio- und Bilanzstruktur angekündigt, welches unter anderem Desinvestitionen in Höhe von 15 Mrd € bis Ende 2013 vorsah. Dieses Desinvestitionsziel werden wir deutlich übertreffen. Darüber hinaus plant E.ON, bis 2015 wieder einen positiven freien Cashflow (definiert als operativer Cashflow abzüglich Investitionen und Dividendenzahlungen) zu erwirtschaften. Dies soll durch Steigerung der Effizienz (E.ON 2.0), Reduzierung des künftigen Investitionsvolumens und Anpassung der geplanten absoluten Dividende ab dem Geschäftsjahr 2013 erreicht werden.

Das zweite wichtige Element der Finanzstrategie ist eine kontinuierliche Dividendenpolitik mit dem Ziel, 50 bis 60 Prozent des nachhaltigen Konzernüberschusses auszuschütten. Für das Geschäftsjahr 2012 schlagen wir daher eine Dividende von 1,10 € pro Aktie vor. Auch zukünftig planen wir eine Dividende innerhalb der angestrebten Ausschüttungsquote auszuzahlen. Auf diese Weise sichern wir unseren Aktionären eine attraktive Anlage und gleichzeitig uns die Möglichkeit, in die Transformation von E.ON zu investieren.

## Finanzposition

Zum Jahresende 2012 betrug unsere Brutto-Verschuldung gegenüber Kreditinstituten und Dritten 25,0 Mrd €. Diese hat sich 2012 um 3,5 Mrd € reduziert. Im Wesentlichen ist dies bedingt durch reguläre Anleihentilgungen in Höhe von 2,7 Mrd €, die zu einem geringeren Volumen an ausstehenden Anleihen geführt haben. Darüber hinaus waren zum Jahresende 2012 weniger Commercial Paper ausstehend.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2011 (36,4 Mrd €) sank auch unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 0,5 Mrd € auf 35,9 Mrd €. Wesentliche Gründe für den Rückgang waren der positive operative Cashflow und Desinvestitionserlöse. Gegenläufig wirkten sich der Anstieg der Pensions- und Entsorgungsrückstellungen aus. Die Pensionsrückstellungen stiegen im Wesentlichen aufgrund der Absenkung der Rechnungszinssätze. Grund für den Anstieg der Entsorgungsrückstellungen ist neben der Aufzinsung der Rückstellungen die Senkung des Diskontierungszinssatzes.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Liquide Mittel	6.546	7.020
Langfristige Wertpapiere	4.746	4.904
<b>Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere</b>	<b>11.292</b>	<b>11.924</b>
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-25.014	-28.490
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-930	-1.424
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>-25.944</b>	<b>-29.914</b>
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>-14.652</b>	<b>-17.990</b>
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen <sup>1)</sup>	145	524
Pensionsrückstellungen	-4.890	-3.245
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-18.225	-17.269
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.743	1.595
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung</b>	<b>-35.879</b>	<b>-36.385</b>
EBITDA <sup>2)</sup>	10.786	9.293
<b>Debt Factor</b>	<b>3,3</b>	<b>3,9</b>

1) Hierin nicht enthalten sind Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement.  
 2) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Bedingt durch den Anstieg des EBITDA und den Rückgang der Netto-Verschuldung verbesserte sich der Debt Factor zum Jahresende 2012 auf 3,3 (Vorjahr: 3,9).

### Finanzierungspolitik und -maßnahmen

Für die Finanzierungspolitik von E.ON ist der jederzeitige Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen von großer Bedeutung. Sichergestellt wird dieses Ziel mit einer möglichst breiten Diversifikation der Investoren durch die Nutzung verschiedener Märkte und Instrumente. Daneben werden Anleihen mit solchen Laufzeiten ausgegeben, die zu einem möglichst ausgeglichenen Fälligkeitsprofil führen. Darüber hinaus werden großvolumige Benchmark-Anleihen mit kleineren, opportunistischen Anleihen kombiniert. Im Regelfall werden externe Finanzierungen von der niederländischen Finanzierungsgesellschaft E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON SE oder von der E.ON SE selbst durchgeführt und die Mittel innerhalb des Konzerns weitergeleitet. Im Jahre 2012 hat E.ON aufgrund der Liquiditätssituation im Konzern keine Anleihen emittiert.

Finanzverbindlichkeiten		
in Mrd €	31. Dez. 2012	31. Dez. 2011
Anleihen <sup>1)</sup>	20,7	23,4
in EUR	12,0	13,3
in GBP	4,5	5,0
in USD	2,3	2,6
in CHF	0,9	1,3
in SEK	0,1	0,3
in JPY	0,7	0,8
in sonstigen Währungen	0,2	0,1
Schuldscheindarlehen	0,8	0,8
Commercial Paper	0,2	0,9
Sonstige Verbindlichkeiten	4,2	4,8
<b>Summe</b>	<b>25,9</b>	<b>29,9</b>

1) inklusive Privatplatzierungen

Alle derzeit ausstehenden Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. wurden mit Ausnahme der im Jahr 2008 begebenen US-Anleihe unter dem Dokumentationsrahmen des Debt-Issuance-Programms emittiert. E.ONs Debt-Issuance-Programm, das die Emission von Schuldtiteln von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht, wurde im April 2012 planmäßig um ein Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €. Zum Jahresende 2012 standen im Rahmen des Programms Anleihen in Höhe von umgerechnet rund 18,4 Mrd € aus.

Neben dem Debt-Issuance-Programm stehen uns ein Euro-Commercial-Paper-Programm mit einem Volumen von 10 Mrd € und ein US-Dollar-CP-Programm in Höhe von 10 Mrd US-\$ zur Verfügung, unter denen wir jeweils kurzfristige Schuldverschreibungen begeben können. Zum Jahresende 2012 standen Commercial Paper in Höhe von 180 Mio € (Vorjahr: 869 Mio €) aus.

Daneben steht E.ON die am 25. November 2010 mit 29 Banken abgeschlossene syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 6 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren zur Verfügung. Diese Kreditlinie ist nicht gezogen worden, sondern dient vielmehr als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns. Die Teilnahme an dieser Kreditlinie definiert die Zugehörigkeit zu E.ONs Kernbankengruppe.

Weitere Erläuterungen zu ausstehenden E.ON-Anleihen und zu Verbindlichkeiten, Haftungsverhältnissen sowie sonstigen Verpflichtungen befinden sich in den Textziffern 26, 27 und 31 des Anhangs zum Konzernabschluss.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P“) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A- beziehungsweise von A3, jeweils mit stabilem Ausblick, bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-2 (S&P) und P-2 (Moody's). Im Juli 2012 hat S&P E.ONs Langfrist-Rating von A auf A- mit stabilem Ausblick sowie das Kurzfrist-Rating von A-1 auf A-2 heruntergestuft.

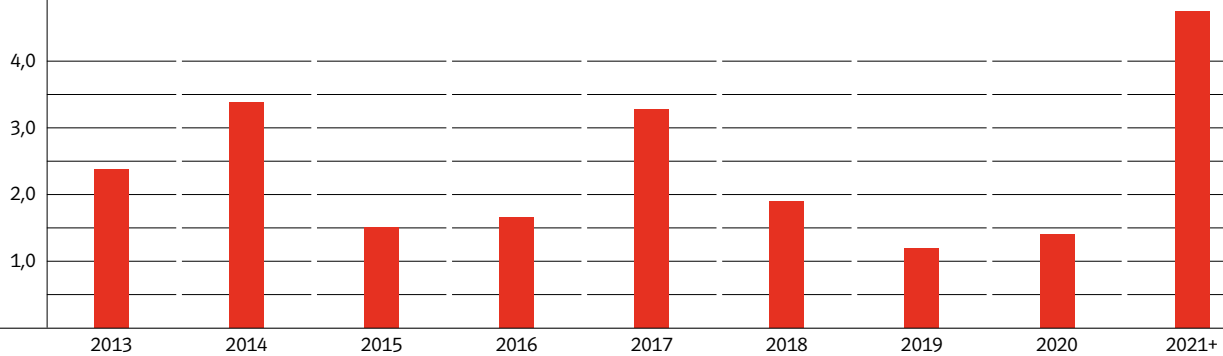
Ratings der E.ON SE			
	Langfristiges Rating	Kurzfristiges Rating	Ausblick
Moody's	A3	P-2	stabil
Standard & Poor's	A-	A-2	stabil

Die zeitnahe und umfassende Information der Ratingagenturen ist ein wichtiger Bestandteil von E.ONs Creditor-Relations-Arbeit. Im Rahmen dieser Creditor-Relations-Aktivitäten zielt E.ON mit einer klaren Strategie und einer transparenten Kommunikation darauf ab, bei Investoren Vertrauen zu schaffen und zu erhalten. Zu diesem Zweck veranstaltet E.ON regelmäßig Debt Investor Updates in großen Finanzzentren Europas, Telefonkonferenzen für Kreditanalysten und Investoren sowie Informationstreffen für E.ONs Kernbankengruppe.

## Anleihen und Schuldscheindarlehen der E.ON SE und von E.ON International Finance B.V. – Fälligkeitsstruktur

in Mrd €

Stand: 31. Dezember 2012



## Investitionen

Im Geschäftsjahr 2012 haben sich die Investitionen im Vergleich zum Vorjahr um rund 0,5 Mrd € auf 7,0 Mrd € erhöht. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 6,4 Mrd € (Vorjahr: 6,2 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 0,6 Mrd € gegenüber 0,3 Mrd € im Vorjahr.

Im Ausland haben wir im Jahr 2012 mit 5.367 Mio € 14 Prozent mehr investiert als im Vorjahr (4.709 Mio €).

Im Jahr 2012 investierte die globale Einheit Erzeugung 156 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 1.468 Mio € um 52 Mio € unter dem Vorjahreswert von 1.520 Mio €. Wesentliche Ursache für den Rückgang gegenüber dem Vorjahr ist die Fertigstellung der Neubauten Malzenice in der Slowakei, Irsching in Deutschland und Algeciras in Spanien. Dagegen haben wir in den Niederlanden für den Neubau des Kohlekraftwerks Maasvlakte sowie in Schweden und Italien im Bereich Instandhaltung deutlich mehr investiert. In Beteiligungen wurden 87 Mio € (Vorjahr: 191 Mio €) investiert.

Im Jahr 2012 investierten wir im Segment Erneuerbare Energien 677 Mio € mehr als im Vorjahr. Im Bereich Wasserkraft verdoppelten sich die Investitionen fast von 83 Mio € auf 165 Mio €. In Vorbereitung auf den zwischen E.ON SE und der österreichischen Verbund AG vereinbarten Beteiligungsaustausch wurden in Deutschland eine Beteiligung an einem Kraftwerk und das Strombezugsrecht hieraus für 90 Mio € erworben. Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lagen die Investitionen mit 1.626 Mio € 58 Prozent über dem Vorjahresniveau von 1.031 Mio €. Die Auszahlungen betrafen die Entwicklung und den Bau von Windkraftanlagen in Europa und in den USA.

Die Investitionen in der globalen Einheit Optimierung & Handel betrugen 319 Mio €. Hiervon entfielen 288 Mio € (Vorjahr: 500 Mio €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Investitionen in die gaswirtschaftliche Infrastruktur. Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 31 Mio € (81 Mio €) und resultierten im Wesentlichen aus einer Eigenkapitalerhöhung bei der Pipeline-gesellschaft Nord Stream.

## Investitionen

in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	1.555	1.711	-9
Erneuerbare Energien	1.791	1.114	+61
Optimierung & Handel	319	581	-45
Exploration & Produktion	573	645	-11
Deutschland	1.070	912	+17
Weitere EU-Länder	1.063	1.210	-12
Russland	289	322	-10
Konzernleitung/Konsolidierung	337	29	-
<b>Summe</b>	<b>6.997</b>	<b>6.524</b>	<b>+7</b>
Instandhaltungsinvestitionen	1.210	1.257	-4
Wachstums- und Ersatzinvestitionen	5.787	5.267	+10

Die globale Einheit Exploration & Produktion investierte 573 Mio € (Vorjahr: 645 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Die Investitionen in das Feld Skarv betrugen 304 Mio € (411 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2012 investierte die Regionaleinheit Deutschland 158 Mio € mehr als im Vorjahr. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte betrugen 1.025 Mio € und entfielen mit 843 Mio € auf Netzinvestitionen und mit 102 Mio € auf Wärmeinvestitionen. Die Beteiligungsinvestitionen betrugen 45 Mio €.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern lagen insgesamt 147 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte 141 Mio € (Vorjahr: 212 Mio €). Grund für den Rückgang war im Wesentlichen der Verkauf von Central Networks. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 397 Mio € 25 Mio € unter dem Vorjahreswert von 422 Mio €. Die Investitionen flossen in die Instandhaltung und den Ausbau der dezentralen Kraftwerke sowie in den Ausbau und die Modernisierung der Netze beziehungsweise neue Anschlüsse im Verteilnetz. In Tschechien lagen die Investitionen bei 172 Mio € (200 Mio €) und in Ungarn bei 143 Mio € (147 Mio €), bei den anderen EU-Ländern durch die Veräußerung der Regionaleinheit Bulgarien Ende Juni 2012 bei 210 Mio € (229 Mio €).

Die Region Russland investierte 289 Mio € (Vorjahr: 322 Mio €), davon 195 Mio € im Rahmen des Neubauprogramms.

Im Bereich Konzernleitung/Konsolidierung sind die Investitionen gegenüber dem Vorjahr erheblich gestiegen. Ursache war, dass wir im Rahmen des Joint Ventures mit dem brasilianischen Unternehmen MPX erste Zahlungen geleistet haben.

Für das Jahr 2013 haben wir Investitionen in Höhe von 6,1 Mrd € geplant. Sie sind unter anderem im Bereich Erzeugung für den Bau des Kraftwerks Maasvlakte 3 in den Niederlanden und im Bereich Erneuerbare Energien für den Offshore-Windpark Humber in Großbritannien vorgesehen. Die wesentlichen Investitionsverpflichtungen sind in unserer Investitionsplanung im Prognosebericht berücksichtigt.

## Cashflow

Der operative Cashflow lag mit 8.808 Mio € deutlich über dem Vorjahreswert von 6.610 Mio €. Positiv wirkte sich vor allem ein im Vergleich zum Vorjahr deutlicher Abbau von Working Capital aus, der unter anderem auf Einmaleffekte aus Abrechnungen des Geschäftsjahres 2011 und einen erhöhten Verbrauch von Kohle- und Gasbeständen im Jahr 2012 zurückzuführen ist. Ferner führten Belastungen des operativen Cashflows aus dem Nachfunding für das Pensionsvermögen in Großbritannien im Jahr 2011 sowie im Vergleich zum Vorjahr gesunkene Zinszahlungen und die teilweise Rückzahlung des Bußgelds, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte, zu einem positiven Effekt im Jahr 2012. Gegenläufig wirkten sich höhere Steuerzahlungen als im Vorjahr aus.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag 2012 nahezu unverändert bei -3,0 Mrd € (Vorjahr: -3,1 Mrd €). Während die Auszahlungen für Investitionen den Vorjahreswert geringfügig übertrafen, waren die Mittelzuflüsse aus dem Verkauf von Beteiligungen deutlich niedriger. Im Wesentlichen ist dies auf die hohen Erlöse aus der Veräußerung von Central Networks und der restlichen Anteile an Gazprom im Vorjahr zurückzuführen, denen 2012 hauptsächlich der Erlös aus dem Verkauf von Open Grid Europe gegenüberstand. Kompensierend wirkten sich 2012 geringere Mittelabflüsse aus der Veränderung von Wertpapieren und Festgeldanlagen aus.

Im Jahr 2012 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -6,8 Mrd € (Vorjahr: -5,8 Mrd €). Die Veränderung gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf eine höhere Nettorückzahlung von Finanzverbindlichkeiten im Berichtsjahr zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich gesunkene Dividendenzahlungen aus.

Zum 31. Dezember 2012 betrugen die liquiden Mittel 6.546 Mio € (Vorjahr: 7.020 Mio €). Im Berichtsjahr existierten Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen, in Höhe von 449 Mio € (89 Mio €). Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren Wertpapiere der Versorgungskasse Energie in Höhe von 77 Mio € (98 Mio €) enthalten, die zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen zweckgebunden sind (siehe Textziffern 18 und 31 des Anhangs).

## Vermögenslage

Im Vergleich zum Ende des Vorjahres sanken die langfristigen Vermögenswerte zum 31. Dezember 2012 um 6 Prozent. Die Investitionen in Sachanlagen wurden durch den Abgang der Vermögenswerte unseres Gasfernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe und die Umgliederung von Vermögenswerten, die zur Veräußerung bestimmt sind, mehr als kompensiert. Außerdem verzeichneten wir im zweiten Halbjahr 2012 außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen, die teilweise durch Zuschreibungen ausgeglichen wurden.

Die kurzfristigen Vermögenswerte verminderten sich um 13 Prozent. Gründe hierfür waren im Vergleich zum 31. Dezember 2011 im Wesentlichen gesunkene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie aus derivativen Finanzinstrumenten. Gegenläufig wirkte sich die Umgliederung von langfristigen Vermögenswerten, die zur Veräußerung bestimmt sind, aus.

Die Eigenkapitalquote stieg zum 31. Dezember 2012 auf 28 Prozent gegenüber 26 Prozent am Ende des Vorjahres. Im zweiten Quartal 2012 erfolgte die Zahlung der Dividende an die E.ON-Aktionäre in Höhe von 1,9 Mrd €. Die Wechselkursbedingten Veränderungen auf Vermögenswerte und Schulden belaufen sich im Kalenderjahr 2012 auf rund 0,5 Mrd €.

Die langfristigen Schulden sanken um 3 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Höhere Pensionsverpflichtungen, verursacht vor allem durch die Absenkung der Rechnungszinssätze in Deutschland und Großbritannien, wurden insbesondere durch geringere langfristige Finanzverbindlichkeiten teilweise kompensiert.

Die kurzfristigen Schulden verringerten sich im Vergleich zum 31. Dezember 2011 um 21 Prozent. Gründe hierfür waren insbesondere geringere Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie aus derivativen Finanzinstrumenten.

Die nachfolgenden Finanzkennziffern belegen, dass der E.ON-Konzern über eine gute Vermögens- und Kapitalstruktur verfügt:

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 40 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2011: 39 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 108 Prozent (31. Dezember 2011: 104 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage (unter anderem zu den genannten Wertberichtigungen) befinden sich in den Textziffern 4 bis 26 des Anhangs zum Konzernabschluss.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	31. Dez. 2012	%	31. Dez. 2011	%
Langfristige Vermögenswerte	96.563	69	102.221	67
Kurzfristige Vermögenswerte	43.863	31	50.651	33
<b>Aktiva</b>	<b>140.426</b>	<b>100</b>	<b>152.872</b>	<b>100</b>
Eigenkapital	38.819	28	39.613	26
Langfristige Schulden	65.001	46	67.129	44
Kurzfristige Schulden	36.606	26	46.130	30
<b>Passiva</b>	<b>140.426</b>	<b>100</b>	<b>152.872</b>	<b>100</b>

## Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG), der SE-Verordnung in Verbindung mit dem Aktiengesetz und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

Bilanz der E.ON SE (Kurzfassung)		
	31. Dezember	
in Mio €	2012	2011
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	123	125
Finanzanlagen	38.217	36.385
<b>Anlagevermögen</b>	<b>38.340</b>	<b>36.510</b>
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	15.359	18.457
Übrige Forderungen	1.047	6.094
Liquide Mittel	2.104	1.523
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>18.510</b>	<b>26.074</b>
<b>Gesamtvermögen</b>	<b>56.850</b>	<b>62.584</b>
Eigenkapital	14.987	12.787
Rückstellungen	3.564	6.434
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	35.844	39.466
Übrige Verbindlichkeiten	2.455	3.897
<b>Gesamtkapital</b>	<b>56.850</b>	<b>62.584</b>

Die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE als Konzernmuttergesellschaft ist durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Zu diesem Beteiligungsergebnis haben insbesondere die Gewinnabführungen der E.ON Energie AG in Höhe von 1.900 Mio € und der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 1.477 Mio € beigetragen. Die Ausschüttung von Kapitalrücklagen der E.ON Finanzanlagen GmbH führte im Vorjahr zu einem Ergebnisbeitrag von 3.660 Mio €.

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 1.310 Mio € auf -311 Mio € verbessert. Grund hierfür ist insbesondere der im Vorjahr berücksichtigte Aufwand in Höhe von 1.400 Mio € im Zusammenhang mit der Einstellung in die Kapitalrücklage der E.ON Italia S.p.A.

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON SE (Kurzfassung)		
in Mio €	2012	2011
Beteiligungsergebnis	4.044	5.081
Zinsergebnis	-672	-1.270
Übrige Aufwendungen und Erträge	-311	-1.621
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>3.061</b>	<b>2.190</b>
Außerordentlicher Aufwand	-35	-37
Steuern	1.061	-157
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>4.087</b>	<b>1.996</b>
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-1.990	-91
<b>Bilanzgewinn</b>	<b>2.097</b>	<b>1.905</b>

Die ausgewiesenen Ertragsteuern betreffen unter Nutzung von Verlustvorträgen mit 418,8 Mio € Steueraufwand für das Jahr 2012 und entfallen auf das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit. Der verbleibende Betrag betrifft Steuern für Vorjahre.

Wir schlagen der Hauptversammlung am 3. Mai 2013 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 1,10 € je dividendenberechtigten Stückaktie auszuschütten. Damit können wir die Dividende auf hohem Niveau halten. Auf diese Weise bleibt die E.ON-Aktie attraktiv für unsere Aktionäre.

Der vom Abschlussprüfer PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehene vollständige Jahresabschluss der E.ON SE wird im Bundesanzeiger bekannt gemacht. Er kann als Sonderdruck bei der E.ON SE angefordert werden. Im Internet ist er unter [www.eon.com](http://www.eon.com) abrufbar.

## Finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

### Wertmanagement

#### Kapitalkosten

Wir ermitteln die Kapitalkosten als gewichteten Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Die Renditeansprüche der Eigen- und Fremdkapitalgeber fließen gewichtet mit den jeweiligen Marktwerten in die Mittelwertbildung ein. Die Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in die E.ON-Aktie erwarten. Als Kosten des Fremdkapitals setzen wir die langfristigen Finanzierungskonditionen des E.ON-Konzerns an. Die Prämissen der Kapitalkostenfestlegung werden jährlich überprüft. Eine Anpassung der Kapitalkosten erfolgt bei signifikanten Änderungen.

Aufgrund der deutlichen Veränderung von einzelnen Prämissen haben wir unsere Kapitalkosten im abgelaufenen Geschäftsjahr angepasst. Aufgrund der niedrigen Marktverzinsung für Bundesanleihen war insbesondere ein deutlicher Rückgang des risikolosen Zinssatzes zu verzeichnen. Die angesetzte Kapitalstruktur entspricht für den E.ON-Konzern unverändert einem Verhältnis von 50 zu 50 Prozent. Die nebenstehende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern.

Insgesamt führte die Neufestlegung der Parameter zu einer Veränderung der Kapitalkosten nach Steuern des E.ON-Konzerns von 6,1 Prozent im Vorjahr auf 5,6 Prozent im Jahr 2012. Die Kapitalkosten vor Steuern sanken von 8,3 Prozent auf 7,7 Prozent. Die Renditeanforderungen für die einzelnen Segmente wurden ebenfalls angepasst. Sie variierten für das abgelaufene Geschäftsjahr zwischen 6,7 Prozent und 14,7 Prozent vor Steuern auf Eurobasis.

Kapitalkosten		
	2012	2011
Risikoloser Zinssatz	3,3 %	4,0 %
Marktprämie <sup>1)</sup>	4,5 %	4,5 %
Beta-Faktor <sup>2)</sup>	1,02	1,00
<b>Eigenkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>7,9 %</b>	<b>8,5 %</b>
Steuersatz	27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern	10,8 %	11,6 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	4,5 %	5,0 %
Tax Shield (27 %) <sup>3)</sup>	1,2 %	1,3 %
<b>Fremdkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>3,3 %</b>	<b>3,7 %</b>
Anteil Eigenkapital	50,0 %	50,0 %
Anteil Fremdkapital	50,0 %	50,0 %
<b>Kapitalkosten nach Steuern</b>	<b>5,6 %</b>	<b>6,1 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>7,7 %</b>	<b>8,3 %</b>

1) Die Marktprämie entspricht der langfristigen Überrendite des Aktienmarkts im Vergleich zu Bundesanleihen.  
 2) Der Beta-Faktor dient als Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum gesamten Aktienmarkt: Ein Beta größer 1 signalisiert ein höheres Risiko, ein Beta kleiner 1 dagegen ein niedrigeres Risiko als der Gesamtmarkt.  
 3) Mit dem sogenannten Tax Shield wird die steuerliche Abzugsfähigkeit der Fremdkapitalzinsen in den Kapitalkosten berücksichtigt.



### Wertanalyse mit ROACE und Value Added

Der ROACE ist eine Kapitalrendite vor Steuern. Er misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft erzielten Erfolg auf das eingesetzte Kapital und wird als Quotient aus unserem EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital (Average Capital Employed) berechnet.

Das Average Capital Employed spiegelt das im Konzern operativ zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital vom betrieblich gebundenen Anlage- und Umlaufvermögen abgezogen. Das abschreibbare Anlagevermögen wird mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Dadurch kann die Kapitalrendite unabhängig von der Abschreibungsquote dargestellt werden. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind. Unterjährige Portfolioveränderungen werden bei der Ermittlung des Average Capital Employed berücksichtigt.

Marktbewertungen der übrigen Beteiligungen und der Derivate werden nicht im Average Capital Employed abgebildet. Damit soll eine konsistente Ermittlung der Wertentwicklung gewährleistet werden.

Der Value Added spiegelt den operativen Erfolg wider, der über die Kosten des eingesetzten Kapitals hinaus erwirtschaftet wird. Die Kennzahl wird wie folgt ermittelt:

Value Added = (ROACE - Kapitalkosten) x Average Capital Employed

### Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2012

Der deutliche Anstieg des ROACE von 8,4 auf 11,1 Prozent ist vor allem auf das gestiegene EBIT zurückzuführen. Zusätzlich wirkte sich eine im Jahresdurchschnitt leichte Verringerung des Average Capital Employed aufgrund von Desinvestitionen und Stilllegungen aus, die durch die laufenden Investitionen nicht voll kompensiert wurden. Mit 11,1 Prozent liegt der ROACE damit deutlich über den im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Kapitalkosten vor Steuern, sodass sich ein Value Added von 2,2 Mrd € ergibt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung von ROACE und Value Added für den E.ON-Konzern.

Wertentwicklung		
in Mio €	2012	2011
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>7.027</b>	<b>5.438</b>
Goodwill, immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen <sup>2)</sup>	65.928	67.987
+ Beteiligungen	5.678	8.233
+ Vorräte	4.734	4.828
+ Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten inkl. aktiver/passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	-3.656	-7.746
- Unverzinsliche Rückstellungen <sup>3)</sup>	6.897	8.231
- Bereinigungen <sup>4)</sup>	2.435	1.908
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten zum Stichtag</b>	<b>63.352</b>	<b>63.163</b>
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten im Jahresdurchschnitt<sup>5)</sup></b>	<b>63.258</b>	<b>64.438</b>
<b>ROACE</b>	<b>11,1 %</b>	<b>8,4 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>7,7 %</b>	<b>8,3 %</b>
<b>Value Added<sup>6)</sup></b>	<b>2.156</b>	<b>90</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

2) Das abschreibbare Anlagevermögen wird mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Nach Abschluss der Kaufpreisverteilung (siehe Textziffer 4 des Anhangs) sind für den Goodwill die endgültigen Werte angesetzt worden.

3) Zu den unverzinslichen Rückstellungen zählen im Wesentlichen kurzfristige Rückstellungen, darunter beispielsweise aus absatz- und beschaffungsmarktorientierten Verpflichtungen. Insbesondere Pensions- und Entsorgungsrückstellungen werden nicht in Abzug gebracht.

4) Bereinigungen bei der Ermittlung des Capital Employed betreffen die Marktbewertungen von übrigen Beteiligungen, die Forderungen und Verbindlichkeiten aus Derivaten sowie betriebliche Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 für bestimmte Kaufverpflichtungen gegenüber Minderheitsgesellschaftern zu bilden sind.

5) Um innerjährliche Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, ermitteln wir das Average Capital Employed als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand.

6) Aufgrund der Umstellung vom Capital Employed zum Average Capital Employed wird der Vorjahreswert auf Basis der Stichtagsbetrachtung ausgewiesen.

## Corporate Sustainability

Die Erwartungen von Kunden und Lieferanten, Politik und Behörden, Öffentlichkeit und Medien, Umweltschutz- oder Sozialverbänden, Mitarbeitern und Gewerkschaften, Geschäftspartnern und Wettbewerbern und nicht zuletzt Investoren an die Energiewirtschaft sind hoch. E.ON soll das Zieldreieck der Energiewirtschaft im Blick haben, also eine sichere und verlässliche, umwelt- und klimafreundliche sowie für Industrie und Privatkunden bezahlbare Energieversorgung anstreben. Dabei soll das Unternehmen mit Mitarbeitern, Kunden und Nachbarn anständig umgehen und in der Lieferkette hohe Umwelt- und Sozialstandards einfordern. E.ON stellt sich diesen Herausforderungen, weil wir davon überzeugt sind, dass die Berücksichtigung der Ansprüche unserer Stakeholder sich langfristig positiv auf unsere Geschäftsentwicklung auswirken wird. Dies kommt auch in unserer Strategie „cleaner & better“ zum Ausdruck, die die Richtung für die Transformation unseres bestehenden Geschäfts vorgibt und mit der neue Geschäftschancen adressiert werden. Neben der externen Strategiewerichtung wird unternehmensintern daran gearbeitet, in den Geschäftsprozessen neben guter Unternehmensführung auch Umwelt- und Sozialaspekte zu berücksichtigen. Im Austausch mit unseren Stakeholdern haben wir wesentliche Herausforderungen definiert und Ziele daraus abgeleitet. In unserem im Einklang mit den Richtlinien der Global Reporting Initiative (GRI) erstellten Online-Nachhaltigkeitsbericht stellen wir diese Ziele dar, machen unsere Arbeit transparent und präsentieren Ergebnisse. Dank dieser Transparenz und der kontinuierlichen Einbindung unserer Stakeholder gelingt es uns, Vertrauen und Akzeptanz zu schaffen sowie Risiken frühzeitig zu erkennen.

In 2012 konnte ein für die langfristige Entwicklung in der Gesellschaft wichtiges Projekt zu einem erfolgreichen Ende gebracht werden. Das von E.ON in Deutschland geförderte Projekt Leuchtpol hat in den letzten vier Jahren gezeigt, wie Kinder spielend begreifen können, welche Bedeutung die Ressource Energie hat und wie jeder dazu beitragen kann, dass diese Welt für alle lebenswert ist und bleibt. Mittels Fortbildungen für die Fachkräfte und durch die Bereitstellung von pädagogischen Materialien wurde damit erstmals bundesweit Bildung für nachhaltige Entwicklung im Elementarbereich ermöglicht. In den Jahren 2008 bis 2012 sind durch Leuchtpol über 4.000 Kindertagesstätten und Erzieherinnen erreicht worden und damit letztendlich rund 10 Prozent aller Kinder in den deutschen Kindergärten.

Unsere Aktivitäten im Bereich der verantwortungsvollen Brennstoffbeschaffung schreiten voran: Die Unternehmensinitiative Bettercoal, die von E.ON und fünf weiteren europäischen Energieversorgern ins Leben gerufen wurde, um international die Kohlebeschaffung in Blick auf Nachhaltigkeitsstandards zu verbessern, wurde 2012 offiziell gegründet und ihre Organisation weiterentwickelt. In intensivem und transparentem Austausch mit Stakeholdern konnte der erste Entwurf gemeinsamer Standards (des Bettercoal Codes) präsentiert werden, der wiederum durch eine öffentliche Konsultationsrunde online von Stakeholdern geprüft wird. In direktem Kontakt vor Ort in Südafrika, Russland und Kolumbien wurde für Bettercoal und eine intensive Zusammenarbeit mit Minenbetreibern und anderen Stakeholdergruppen geworben. Erste Pilotprüfungen einzelner Minen wurden vorgenommen und ein entsprechendes Handbuch weiterentwickelt.

Die Auswirkungen unseres Geschäfts auf die Umwelt werden mit vielen Kennwerten gemessen. Einer der geeignetsten Wege ist die Betrachtung des Umweltfußabdrucks. Dafür haben wir eine Verfahrensmethodik entwickelt, die es uns erlaubt, sowohl auf ganze Energiesysteme und Produkte bei E.ON als auch gezielt zum Beispiel auf unsere verschiedenen Brennstoffe zu schauen. Durch diese Methodik können wir sicher sein, dass wir bei unseren Investitionsentscheidungen, zum Beispiel in Kraftwerke, die gesamte Umweltbelastung vorausschauend berücksichtigen und dass diese durch einen Vergleich mit den besten Lösungen verringert werden kann.

Mehr Informationen zu unserem Nachhaltigkeitsansatz und unserer Leistung erhalten Sie unter [www.eon.com](http://www.eon.com). Dort wird ab Mai 2013 der neue Nachhaltigkeitsbericht zu lesen sein, der nicht Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist.

Abweichend von der Struktur der Berichtssegmente im übrigen Lagebericht sind in den nachfolgenden Tabellen die Daten aus der Strom- und Wärmeerzeugung nach Ländern und entsprechend den Vorgaben des EU ETS (European Union Emissions Trading Scheme) aufgeführt.

CO <sub>2</sub> -Emissionen aus Strom- und Wärme- erzeugung und erhaltene CO <sub>2</sub> -Zertifikate		
2012 in Mio t	CO <sub>2</sub> -Emissionen	Erhaltene CO <sub>2</sub> -Zertifikate
Deutschland	36,57	35,85
Großbritannien	21,30	18,60
Spanien	5,83	4,91
Frankreich	6,10	7,68
Italien	6,39	6,81
Weitere EU-Länder	12,77	9,60
<b>E.ON-Konzern (nur Europa)</b>	<b>88,96</b>	<b>83,45</b>
Russland <sup>1)</sup>	36,80	-
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>125,76</b>	-

1) Russland ist nicht Teil des Europäischen Emissionshandels

CO <sub>2</sub> -Intensität <sup>1)</sup> im E.ON-Konzern		
in t CO <sub>2</sub> /MWh	2012	2011
Deutschland	0,38	0,38
Großbritannien	0,68	0,62
Spanien	0,64	0,55
Frankreich	0,82	0,71
Italien	0,48	0,45
Weitere EU-Länder	0,27	0,26
<b>E.ON-Konzern (nur Europa)<sup>2)</sup></b>	<b>0,44</b>	<b>0,41</b>
Russland	0,56	0,56
<b>E.ON-Konzern<sup>3)</sup></b>	<b>0,46</b>	<b>0,43</b>

1) spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen: ausgestoßene Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWh erzeugten Stroms  
 2) inklusive Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Europa  
 3) inklusive Erzeugung aus Erneuerbaren Energien außerhalb von Europa (Erzeugung aus Wind in den USA)

Im Jahr 2012 hat E.ON insgesamt fast 126 Mio t CO<sub>2</sub> in der Stromproduktion und Wärmeerzeugung ausgestoßen, davon rund 89 Mio t CO<sub>2</sub> in Europa. Das ist insgesamt ein leichter Anstieg trotz gesunkener Stromproduktion und zunehmenden Anteils an Erneuerbaren Energien. Grund dafür sind neben dem nun für das volle Jahr wirksamen Ausfall der CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung aus den 2011 stillgelegten Kernkraftwerken in erster Linie die niedrigen Preise für Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate, die den Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung begünstigten. E.ON hat 2012 in den EU-Märkten insgesamt für 83,5 Mio t CO<sub>2</sub>-Emissionen Zertifikate erhalten und musste so Zertifikate für über 5 Mio t CO<sub>2</sub>-Emissionen zukaufen. Unsere CO<sub>2</sub>-Intensität ist insgesamt auf 0,46 t CO<sub>2</sub> pro MWh gestiegen, was auf die oben beschriebenen Markteffekte in Europa zurückzuführen ist. Unser Ziel der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Intensität hat weiter Bestand und wird über die Veränderung des Erzeugungsmixes bis 2025 erreicht werden.

## Mitarbeiter

### E.ON 2.0 und Restrukturierung

Die Personalarbeit des Jahres 2012 war geprägt durch die Vorbereitung und den Beginn der Umsetzung der umfangreichen Maßnahmen des Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0.

Soziale Verantwortung gegenüber den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern besitzt bei E.ON einen hohen Stellenwert. Vor diesem Hintergrund wurden zur Umsetzung der mit E.ON 2.0 verbundenen Personalmaßnahmen verschiedene Instrumente und Leistungen für die betroffenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mit den Mitbestimmungsgremien entsprechend der landesspezifischen rechtlichen Erfordernisse und gemäß der jeweils in den Ländern üblichen Praxis vereinbart. Im Folgenden wird beispielhaft auf Deutschland, Schweden und Rumänien eingegangen.

In Deutschland haben E.ON und die Gewerkschaften Anfang des Jahres nach intensiven und konstruktiven Gesprächen den E.ON 2.0-Tarifvertrag verabschiedet. Damit haben die Tarifparteien die Grundlage für eine angemessene und faire Flankierung der E.ON 2.0-Personalmaßnahmen gelegt. Darüber hinaus haben sich E.ON und die Mitbestimmungsgremien auf einen E.ON 2.0-Mustersozialplan verständigt, der in den betroffenen deutschen Einheiten in lokale Sozialpläne überführt wurde. Die in den Vereinbarungen beschlossenen Instrumente umfassen unter anderem Regelungen zum freiwilligen Ausscheiden mit Abfindungs- und Vorruhestandsangeboten sowie die Einrichtung einer Beschäftigungs- und Qualifizierungsgesellschaft.

Zur Umsetzung der E.ON 2.0-Maßnahmen wurden in Schweden mit den zuständigen Gewerkschaften konkrete Pakete für verschiedene Mitarbeitergruppen vereinbart, die eine Ergänzung zu den staatlichen Absicherungsmechanismen und damit einen erweiterten Schutz für betroffene Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter darstellen. Wesentliche Instrumente sind Abfindungsleistungen, Vorruhestand und Qualifizierungen sowie Umschulungen.

Die Geschäftsführung der E.ON România hat sich gemeinsam mit den Gewerkschaften ergänzend zu Abfindungszahlungen auf ein Freiwilligenprogramm mit attraktiven Konditionen verständigt. Darüber hinaus wurde ein Vorruhestandsprogramm vereinbart, bei dem sich die Höhe des individuellen Vorruhestandsgelds an der Dauer bis zum Eintritt in den Ruhestand orientiert. Somit zeigt auch das Beispiel Rumänien, dass die lokale Implementierung von E.ON 2.0-Maßnahmen mit der festen Absicht verbunden ist, die sich daraus ergebenden Konsequenzen für betroffene Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in einem vertretbaren sozialen Rahmen zu gestalten.

Im Zuge der Neuausrichtung der Unterstützungsfunktionen hat E.ON die Bündelung von Personal- und Rechnungswesen-Aktivitäten in Business Service Centern in Deutschland an den Standorten Berlin, Regensburg, Hannover/Hemmingen sowie in Rumänien am Standort Cluj vorgesehen. Um schnellstmögliche Transparenz über die in den Business Service Centern künftig geltenden Arbeits- und Beschäftigungsbedingungen zu schaffen, haben sich Unternehmen und Mitbestimmungsgremien in Deutschland und Rumänien auf angemessene und zugleich marktgerechte Tarifverträge sowie Überleitungsregelungen für E.ON-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeiter verständigt.

Durch diverse Maßnahmen und Freiwilligenprogramme konnte zum Ende des Jahres der für 2012 geplante Personalabbau erreicht werden.

Die weitere Implementierung der E.ON 2.0-Maßnahmen wird auch im Jahr 2013 konzernweit im Fokus stehen. Dabei wird sich die Personalarbeit insbesondere auf die Umsetzung der E.ON 2.0-Ziele konzentrieren. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Informations-, Beratungs- und Verhandlungsprozesse mit der Mitbestimmungsgremien in den jeweiligen Ländern.

### Europäische Arbeitnehmerbeteiligung

Die Europäische Arbeitnehmerbeteiligung auf Konzernebene wurde 2012 auf eine neue Grundlage gestellt. Im Rahmen der Umwandlung in eine Europäische Aktiengesellschaft haben sich E.ON (SE) und die Arbeitnehmervertreter im Oktober 2012 auf eine Vereinbarung über die Beteiligung der Arbeitnehmervertreter auf europäischer Ebene sowie die Besetzung des Aufsichtsrats auf der Arbeitnehmerseite verständigt. Der Vereinbarung gingen konstruktive Gespräche zwischen dem Verhandlungsgremium der Arbeitnehmerseite, bestehend aus Arbeitnehmervertretern aus 19 Ländern, und Unternehmensvertretern voraus.

Gemäß dieser Beteiligungsvereinbarung werden künftig Mitarbeiter aus allen europäischen Ländern, in denen E.ON aktiv ist, im SE-Betriebsrat vertreten sein. Der SE-Betriebsrat ist bei grenzüberschreitenden Themen zu informieren und anzuhören. Darüber hinaus bestimmt der SE-Betriebsrat die Arbeitnehmervertreter im SE-Aufsichtsrat. Dieser besteht aus zwölf Mitgliedern, davon die Hälfte Arbeitnehmervertreter.

### Talente entwickeln

Talente zu gewinnen und zu entwickeln ist für E.ON auch weiterhin von hoher strategischer Bedeutung. Die „cleaner & better energy“-Strategie stellt uns vor Herausforderungen im Hinblick darauf, wie wir Talente entwickeln und platzieren. Unser Geschäftsmodell wird mehr und mehr integriert, sowohl in räumlicher Hinsicht als auch in Hinsicht auf unsere Wertschöpfungskette. Dem müssen unsere Personalentwicklungsbestrebungen selbstverständlich Rechnung tragen.

Mit verschiedenen Initiativen haben wir uns 2012 darauf konzentriert, wie wir Talent-Management effektiver und nachhaltiger gestalten können und wie wir dabei den Fokus unserer Entwicklungsanstrengungen auf die Geschäftsbereiche legen können, für die die Entwicklung von Talenten die größte Bedeutung im Hinblick auf die jeweiligen geschäftlichen Erfordernisse hat. Eines der wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeit war die Gründung des neuen „Centers of Competence Talent Management & Employer Brand“. Durch die Zentralisierung unserer Expertise werden wir in der Lage sein, unsere Ressourcen besser einzusetzen, die Konzepte und Angebote noch konsistenter zu gestalten und Best Practices in der gesamten E.ON-Gruppe zu teilen. Zudem wurde 2012 in allen Units eine „Talent Scorecard“ eingeführt, die der Identifizierung von Talentlücken dient und die Umsetzung entsprechender Gegenmaßnahmen steuert. Nach der Einrichtung unserer „Talent Boards“ im Jahr 2011 und dem Start des neuen „Engineering High Potential Programms“ wurde dies auch auf die Bereiche Personal, Finanzen und Einkauf ausgedehnt. Hieraus resultierten konkrete Maßnahmen zum spezifischen Aufbau der Talente in den jeweiligen Bereichen.

### Diversity

Ein besonderer Schwerpunkt des Diversity-Managements bei E.ON liegt aktuell auf dem Aspekt Gender. Wir haben uns das ambitionierte Ziel gesetzt, den Anteil von Frauen in Führungspositionen konzernweit mehr als zu verdoppeln. In Deutschland soll der Anteil weiblicher Führungskräfte am Management bereits bis Ende 2016 14 Prozent betragen.

Mit einer Vielzahl von Maßnahmen arbeitet E.ON auf dieses Ziel hin. Neben konkreten Zielvorgaben für jede einzelne Konzerneinheit, die in regelmäßigen Abständen überprüft werden, wurde die konzernweite Besetzungsrichtlinie für Positionen im Führungskräftebereich angepasst. Danach sind stets jeweils mindestens ein Mann und eine Frau als potenzielle Nachfolger für eine vakante Position im Führungskräftebereich zu benennen. Unterstützende Maßnahmen wie Mentoring-Programme für Führungs(nachwuchs)kräfte, Bereitstellung von Kita-Plätzen, flexible Arbeitszeiten und die Möglichkeit

der Homeoffice-Nutzung wurden in vielen Unternehmensbereichen bereits etabliert. Eine signifikante Erhöhung des Anteils von Frauen in den internen Talent-Pools sehen wir als eine weitere Voraussetzung dafür, den Anteil in Führungs- und Spitzenpositionen langfristig zu steigern.

Viele der aufgeführten Maßnahmen zeigen bereits Wirkung. So konnte E.ON auch im Jahr 2012 konzernweit seinen Frauenanteil in Führungspositionen auf knapp 13 Prozent weiter steigern. Innerhalb Deutschlands wurde ein Zuwachs auf 10 Prozent erreicht.

### Entwicklung der Mitarbeiterzahlen

Am 31. Dezember 2012 waren im E.ON-Konzern weltweit 72.083 Mitarbeiter, 2.252 Auszubildende sowie 274 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 9 Prozent gesunken.

Mitarbeiter <sup>1)</sup>			
	31. Dezember		
	2012	2011	+/- %
Erzeugung	10.055	10.578	-5
Erneuerbare Energien	1.810	1.808	-
Optimierung & Handel	2.190	3.941	-44
Exploration & Produktion	183	203	-10
Deutschland	20.363	21.602	-6
Weitere EU-Länder	28.628	31.909	-10
Russland	5.038	4.896	+3
Konzernleitung/Sonstige <sup>2)</sup>	3.816	3.952	-3
<b>Summe</b>	<b>72.083</b>	<b>78.889</b>	<b>-9</b>

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende  
2) einschließlich E.ON IT Group

Im Segment Erzeugung liegt der Mitarbeiterrückgang im Wesentlichen in auslaufenden Befristungen, Eintritt in die Altersteilzeit sowie weiteren Abgängen im Rahmen von E.ON 2.0 begründet. Der Transfer von Mitarbeitern der Erzeugungseinheit zur regionalen Einheit in Großbritannien führte zu einem weiteren Abbau.

Die konstante Mitarbeiteranzahl im Segment Erneuerbare Energien resultiert aus dem Personalaufbau bei On- und Offshoreprojekten, der durch Austritte im Rahmen von E.ON 2.0, insbesondere in Deutschland, nahezu kompensiert wurde.

Im Segment Optimierung & Handel führten der Verkauf des Gastransportgeschäfts, Fluktuation und Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 sowie interne Konzernwechsler zu einem deutlichen Mitarbeiterrückgang.

Der leichte Personalabbau im Segment Exploration & Produktion erklärt sich durch Abgänge im Rahmen der Standortverlagerung der Hauptverwaltung.

Der Belegschaftsrückgang im Segment Deutschland basiert im Wesentlichen auf Abgängen infolge von Effizienzsteigerungsmaßnahmen im Rahmen von E.ON 2.0 und auf der Betriebschließung des Standortes Briener Straße in München.

Im Segment Weitere EU-Länder beruht der Mitarbeiterrückgang größtenteils auf dem Verkauf der Regionaleinheit Bulgarien und einer Beteiligung im Bereich Abfallentsorgung in Schweden. Effizienzsteigerungsmaßnahmen, insbesondere in Großbritannien, sowie Maßnahmen im Rahmen von E.ON 2.0, vor allem in Ungarn und Rumänien, führten zu einem weiteren Personalabbau.

Die Zahl der Mitarbeiter im Segment Russland stieg durch Einstellungen für Neubauprojekte und Wartungsarbeiten.

Im Segment Konzernleitung/Sonstige ist die Mitarbeiterzahl durch Abgänge im Rahmen der Umsetzung von E.ON 2.0 gesunken.

### Geografische Struktur

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist im Vergleich zum Jahresende 2011 leicht gestiegen. Zum Ende des vierten Quartals waren insgesamt 40.535 Mitarbeiter (56 Prozent) im Ausland tätig.

Mitarbeiter nach Regionen <sup>1)</sup>	
	31. Dez. 2012
Deutschland	31.548
Großbritannien	11.556
Rumänien	6.324
Ungarn	5.246
Russland	5.050
Tschechien	3.451
Schweden	3.360
Spanien	1.240
Weitere Länder <sup>2)</sup>	4.308

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende  
2) unter anderem Italien, Frankreich, Niederlande, Polen etc.

## Anteil weiblicher Mitarbeiter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2012 bei insgesamt 28,4 Prozent und stieg damit leicht gegenüber dem Vorjahr. Das Durchschnittsalter im E.ON-Konzern betrug zum Jahresende rund 42 Jahre und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit rund 14 Jahre. Insgesamt 6.305 Mitarbeiter waren am Jahresende im E.ON-Konzern in Teilzeit beschäftigt, davon 4.490 Frauen (71 Prozent). Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei 3,6 Prozent und ist damit gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert.

## Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben bei uns höchste Priorität. In 2012 konnten wir unseren „TRIF“ für unsere Mitarbeiter weiter auf 2,6 (Vorjahr: 3,3) und für Mitarbeiter unserer Partnerfirmen auf 3,4 (4,9) verbessern. Damit konnte die positive Entwicklung der letzten Jahre fortgeführt werden. Die Arbeitssicherheitsleistung unserer Einheiten ist auch Bestandteil der Zielvereinbarungen der Vorstände und Führungskräfte. Der TRIF misst die Anzahl arbeitsbedingter Unfälle und Berufserkrankungen einschließlich tödlicher Unfälle, Arbeits- und Dienstwegeunfälle mit und ohne Ausfalltage, die einer ärztlichen Behandlung bedurften oder wo weiteres Arbeiten nur an einem Ersatzarbeitsplatz beziehungsweise nur ein eingeschränktes Weiterarbeiten möglich war, pro 1 Mio Arbeitsstunden. Im TRIF berücksichtigt sind auch nicht voll konsolidierte Unternehmen, die unter der Betriebsführerschaft von E.ON stehen.

Zur Steuerung und kontinuierlichen Verbesserung der Arbeitssicherheitsleistung des Konzerns werden zentrale KPIs genutzt. Um eine kontinuierliche Verbesserung zu gewährleisten, entwickeln die Einheiten darüber hinaus sogenannte Safety-Improvement-Pläne basierend auf einem Management Review der Ergebnisse des Vorjahres. Die Ergebnisse der Umsetzung dieser Pläne werden ebenfalls teilweise als präventive Performance-Indikatoren genutzt. Trotz aller Erfolge im Bereich Arbeitssicherheit ist es unser erklärtes Ziel, alle Unfälle oder sonstige gesundheitliche Beeinträchtigungen unserer Mitarbeiter und der Mitarbeiter unserer Partnerfirmen zu verhindern.

## Vergütung, Altersversorgung, Mitarbeiterbeteiligung

Zu einem wettbewerbsfähigen Arbeitsumfeld zählen auch eine attraktive Vergütung sowie ansprechende Nebenleistungen. Leistungen der betrieblichen Altersversorgung sind ein wichtiger Bestandteil der Gesamtvergütung und haben im E.ON-Konzern von jeher einen hohen Stellenwert. Sie sind für

die Mitarbeiter eine wichtige Säule der Vorsorge für das Alter und tragen zugleich zu ihrer Bindung an das Unternehmen bei. Die Leistungen der E.ON-Unternehmen werden dabei durch attraktive betriebliche Angebote zur Eigenvorsorge ergänzt. Ein weiterer Erfolgsfaktor für die Mitarbeiterbindung ist die Beteiligung am Unternehmenserfolg: Dazu gehört die Gewährung von Performance-Rechten mit mehrjähriger Laufzeit im Rahmen des E.ON Share Performance Plans an Führungskräfte. Für die Mitarbeiter bleibt die Attraktivität des Mitarbeiteraktienprogramms durch die Gewährung eines – teilweise steuerfreien – Zuschusses erhalten. Im Jahr 2012 haben insgesamt 16.869 Mitarbeiter 1.279.079 Aktien gezeichnet. Damit lag die Teilnahmequote mit 49 Prozent deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (55 Prozent).

## Ausbildung

Die Berufsausbildung junger Menschen hat bei E.ON weiterhin einen hohen Stellenwert. Die Ausbildungsquote liegt wie im Vorjahr bei 7 Prozent. Der Konzern beschäftigte im Jahr 2012 insgesamt 2.252 Auszubildende und duale Studenten. Die bereits im Jahr 2003 gestartete E.ON-Ausbildungsinitiative zur Vorbeugung von Jugendarbeitslosigkeit wurde auch im Jahr 2012 fortgeführt. Hier erhielten in diesem Jahr über 900 Menschen eine Unterstützung zum Start ins Berufsleben, unter anderem in Form von ausbildungsvorbereitenden Praktika und Schulprojekten.

Auszubildende in Deutschland	
	31. Dez. 2012
Deutschland	1.507
Erzeugung	491
Konzernleitung/Sonstige <sup>1)</sup>	95
Optimierung & Handel	94
Erneuerbare Energien	65
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>2.252</b>
1) einschließlich E.ON IT Group	



## **Wichtige Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres**

Wir haben am 15. Januar 2013 mit dem tschechischen Energieunternehmen Energetický a průmyslový Holding (EPH) einen Vertrag über die Veräußerung unserer indirekt gehaltenen Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s. (SPP) geschlossen.

Darüber hinaus haben wir im Januar 2013 unsere Minderheitsbeteiligung an Jihomoravská plynárenská in Tschechien (JMP) verkauft.

Die Abgänge sind bereits in unserer voraussichtlichen Ergebnisentwicklung im Prognosebericht berücksichtigt. Eine ausführliche Beschreibung der Transaktionen befindet sich in Textziffer 4 des Anhangs.

## **Prognosebericht**

### **Wirtschaftliche Rahmenbedingungen**

#### **Gesamtwirtschaftliche Situation**

Für das Jahr 2013 sieht die OECD zwar Anzeichen für eine Stabilisierung der Weltwirtschaft, die Aussichten bleiben aber unsicher. Die Vermeidung möglicher großer Risiken einer weiteren Abwärtsbewegung hängt von der Geschwindigkeit und der Entschlossenheit politischer Entscheidungen ab. In Summe erwartet die OECD in den nächsten zwei Jahren zunächst eine Stabilisierung des Wachstums und eine anschließende leichte Beschleunigung.

Für die USA wird eine Fortsetzung des gemäßigten Wachstums erwartet, da die Konsolidierung der öffentlichen Haushalte die Inlandsnachfrage bremsen wird. Die Belastung des Wachstums aus dem privaten Wohnungsbau dürfte aber auslaufen.

Die Eurozone bleibt auch 2013 in einer leichten Rezession, gefolgt von einem schwachen, konsumgetriebenen Aufschwung. Die Konsolidierung der öffentlichen Haushalte wird weiterhin belastend wirken.

Für die Türkei rechnet die OECD für die nächsten beiden Jahre mit einer deutlichen gesamtwirtschaftlichen Erholung, getragen von der Binnennachfrage.

Die Entwicklung in den BRIC-Ländern (Brasilien, Russland, Indien, China) wird für die nächsten beiden Jahre deutlich positiver eingeschätzt: China wird von der weiterhin robusten Inlandsnachfrage profitieren und gleichzeitig Raum für eventuelle zusätzliche Impulse aus der Geld- und Fiskalpolitik haben. Die brasilianische Investitions- und Exporttätigkeit soll von den eingeleiteten Reformmaßnahmen ebenso profitieren

wie von der anziehenden Weltkonjunktur. Die russische Volkswirtschaft hängt weiterhin stark an der Entwicklung des Ölpreises. Die OECD erwartet hier aber Maßnahmen der Geldpolitik zu Bekämpfung der Inflation.

Die OECD schließt insgesamt eine weitere Verschlechterung der wirtschaftlichen Lage aber nicht aus, da die Aussichten sehr von dem allgemeinen Vertrauen der Wirtschaftsakteure abhängig sind. Die Eurokrise bleibt die größte Bedrohung für die Weltwirtschaft.

#### **Energiemärkte**

Insgesamt ist auf den Märkten für Elektrizität und Brennstoffe für die Jahre 2013 und 2014 mit einer höheren Volatilität zu rechnen, da diese zunehmend durch gesamtwirtschaftliche Entwicklungen und politische Entscheidungen beeinflusst werden.

Der Ölmarkt zeigt derzeit eine klassische Backwardation-Struktur, bei der die Preise in der nahen Zukunft höher sind als die der langfristigen Verträge am Forward-Markt. Dieser Trend könnte sich im weiteren Verlauf fortsetzen, da der Markt momentan zunehmend durch geopolitische Ereignisse dominiert wird. Durch eine verbesserte wirtschaftliche Entwicklung in Asien ist mit einer stärkeren Ölnachfrage für 2013 und 2014 zu rechnen, allerdings wird zeitgleich ein deutlicher Produktionszuwachs in Nicht-OPEC-Ländern erwartet, der die Nachfrage möglicherweise sogar überkompensieren könnte. Diese Situation würde die OPEC dazu zwingen, die Produktion zu drosseln, um ein Überangebot zu vermeiden.

Der europäische Kohlemarkt (API#2) wurde 2012 maßgeblich durch ein Überangebot geprägt. Damit einher ging ein Preisrückgang von rund 20 Prozent im Laufe des Jahres. Der Preis für Lieferungen im Folgejahr startete dementsprechend das Jahr auf ähnlich niedrigem Niveau. Anders als bei Öl kann auf dem Kohlemarkt eine Contango-Situation beobachtet werden, bei der Verträge mit zeitnahe Lieferterminen, beispielsweise im Januar, erheblich unter Verträgen mit Lieferzeitpunkt Dezember liegen. Der Markt erwartet also im Laufe des Jahres eine deutliche Reduzierung des Überangebots. Hauptnachfrager ist die Asien-Pazifik-Region, im Wesentlichen China. Es wird erwartet, dass aufgrund des weiterhin bestehenden Überangebots an Schiffen auch die Frachtraten auf niedrigem Niveau bleiben.

Die Großhandelspreise für Erdgas an den europäischen Handelspunkten lagen 2012 für Spot- und Terminprodukte mit Lieferung in den Jahren 2013 und 2014 annähernd auf Vorjahresniveau. Die Situation war durch eine geringere Nachfrage

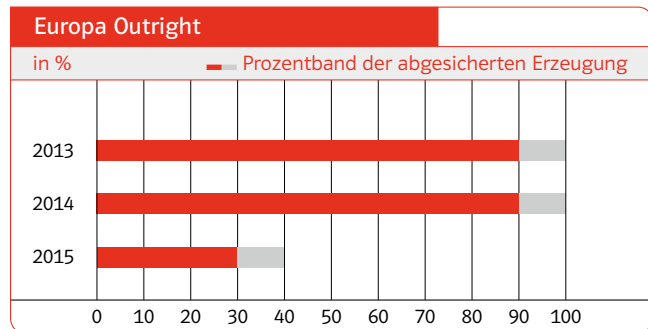


aus gasbefuerter Stromerzeugung und gleichzeitigen Rückgang an LNG-Importen aufgrund der anhaltend hohen Nachfrage auf den asiatischen Märkten gekennzeichnet. Es ist zu erwarten, dass die Lage am Weltmarkt für LNG auch 2013 und 2014 angespannt bleiben wird. Ein Preisrückgang auf den europäischen Gasmärkten könnte aus – im Vergleich zum Vorjahr – höheren norwegischen und russischen Importen aufgrund weiterer Infrastrukturausbauten und Inbetriebnahmen resultieren. Preisanstiege aufgrund außergewöhnlicher Ereignisse wie Wetterextremen, unerwarteter Versorgungsengpässe oder politischer Instabilität in einigen Förderländern können aber nicht ausgeschlossen werden.

Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden wohl auch 2013 auf einem niedrigen Niveau bleiben, da weiterhin mit einem deutlichen Überangebot zu rechnen ist. Nur eine politische Intervention am Markt, um das Angebot zu verringern, könnte diese Situation ändern. Die EU diskutiert derzeit einen Vorschlag zur vorübergehenden Reduzierung durch „Back-loading“. Allerdings hat sich die Umsetzung bereits gegenüber den ursprünglichen Erwartungen deutlich verzögert und es scheint eher unwahrscheinlich, dass die Maßnahmen vor 2014 umgesetzt werden.

Die kurz- und mittelfristigen Strompreise werden weitestgehend durch den Preis von Steinkohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten bestimmt und zusätzlich durch die Prognosen über das Verhältnis von Angebot und Nachfrage in Deutschland und den Nachbarländern beeinflusst. Allerdings könnten insbesondere zusätzliche Kapazitäten an Erneuerbaren Energien – die installierte Leistung in Deutschland lag Ende 2012 bei 32,5 GW für Fotovoltaikanlagen und bei 31,4 GW für Windkraft – weiteren Preisdruck ausüben. Die Sorgen über die wirtschaftlichen Aussichten innerhalb Europas und die damit verbundenen geringeren Wachstumserwartungen beim Strombedarf könnten den Druck in den nächsten Jahren noch erhöhen. Bereits zu Beginn des Jahres 2013 lag der Grundlastpreis an der Strombörse EEX für Lieferungen im nächsten Jahr deutlich unter den Preisen des Vorjahres. Die Preissituation in Großbritannien wird für die Jahre 2013 und 2014 verstärkt von der Entwicklung des Gaspreises und der Strompreise in Kontinentaleuropa abhängen, da im Laufe des Winters erhebliche Kohlekapazitäten abgeschaltet werden, die durch Gas und – aufgrund höherer Steuern zur Unterstützung der CO<sub>2</sub>-Preise – günstigere Stromimporte vom Kontinent ersetzt werden müssen. Die Preise auf dem nordischen Strommarkt werden kurzfristig weiterhin stark vom Wetter und damit von den Füllständen der Wasserreservoirs abhängen. Langfristig ist die weitere Entwicklung von Erneuerbaren Energien sowie der Preise für Grün-Zertifikate ausschlaggebend. Durch die geplante Inbetriebnahme des Estlink-2-Kabels 2014 wird eine engere Preiskopplung mit dem estländischen Markt erwartet.

Unsere Stromproduktion ist für 2013 und 2014 bereits nahezu vollständig abgesichert. Durch planmäßige Absicherungsmaßnahmen nimmt das abgesicherte Portfolio in den Folgejahren im Jahresverlauf weiter zu. Die folgende Grafik zeigt exemplarisch den Grad der Absicherung für unsere europäische nichtfossile Stromproduktion im Wesentlichen aus Kernenergie und Wasserkraft (Outright).



## Mitarbeiter

Die Zahl der Mitarbeiter im E.ON-Konzern (ohne Auszubildende und Geschäftsführer) wird bis zum Jahresende 2013 im Rahmen der Implementierung von E.ON 2.0 weiter sinken.

## Erwartete Ertragslage

### Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Unsere Prognose auf das Gesamtjahresergebnis 2013 ist weiterhin deutlich durch die angespannten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt.

Wir erwarten aktuell für den Konzern ein EBITDA im Bereich von 9,2 bis 9,8 Mrd €. Die Prognose berücksichtigt den Wegfall von Ergebnisbeiträgen aus den geplanten Verkäufen im Rahmen unseres Desinvestitionsprogramms. Darüber hinaus erwarten wir für das Gas-Midstream-Geschäft eine Normalisierung des Ergebnisniveaus. Weitere negative Effekte ergeben sich aus dem Wegfall der freien Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und einer verschlechterten Ertragslage in der Erzeugung, im Wesentlichen aufgrund politischer Eingriffe. Positiv wirken sich die Ausweitung der Produktion im Segment Exploration & Produktion und die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien aus. Darüber hinaus erwarten wir substanzielle Effekte aus den Maßnahmen im Rahmen unseres Effizienzprogramms E.ON 2.0.

Für den nachhaltigen Konzernüberschuss erwarten wir 2013 ein Ergebnis zwischen 2,2 und 2,6 Mrd €. Neben den beschriebenen EBITDA-Effekten wirken sich ein Rückgang im Zinsergebnis und eine voraussichtlich steigende Steuerquote aus. Beide Größen befanden sich 2012 auf einem niedrigen, von Einmaleffekten geprägten Niveau.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

EBITDA <sup>1)</sup>		
in Mrd €	2013 (Prognose)	2012
Erzeugung	unter Vorjahr	2,403
Erneuerbare Energien	über Vorjahr	1,271
Optimierung & Handel	unter Vorjahr	1,421
Exploration & Produktion	über Vorjahr	0,523
Deutschland	unter Vorjahr	2,819
Weitere EU-Länder	auf Vorjahresniveau	2,032
Russland	auf Vorjahresniveau	0,729
Konzernleitung/Konsolidierung	über Vorjahr	-0,412
<b>Summe</b>	<b>9,2 bis 9,8</b>	<b>10,786</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Segment Erzeugung erwarten wir für das Jahr 2013 ein unter dem Vorjahr liegendes EBITDA. Negativ wirkt sich hier vor allem der Wegfall der freien Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten aus.

Bei den Erneuerbaren Energien rechnen wir für das Jahr 2013 mit einem Anstieg des EBITDA. Dies resultiert insbesondere aus der Zunahme der Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Wind und Solar.

Für das Segment Optimierung & Handel erwarten wir für das Jahr 2013 insgesamt ein Ergebnis unter dem Vorjahreswert. Dies ist im Wesentlichen auf die positiven Einmaleffekte im Midstream-Geschäft im Jahr 2012 zurückzuführen.

Bei Exploration & Produktion erwarten wir 2013 ein EBITDA über dem Vorjahreswert. Zentraler Ergebnistreiber sind die steigenden Produktionsmengen der Nordseefelder.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der Ergebnisbeitrag für 2013 im Wesentlichen aufgrund der geplanten Desinvestitionen unter dem Niveau des Vorjahres liegen wird.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2013 mit einem EBITDA auf dem Vorjahresniveau.

Im Jahr 2013 erwarten wir für Russland aufgrund niedrigerer Margen auf dem Energiemarkt ein EBITDA auf dem Vorjahresniveau.

### Voraussichtliche Entwicklung der Dividende

Wie wir im November 2012 bereits angekündigt haben, werden wir von einem absoluten Dividendenziel wieder zu unserer Ausschüttungsquote zurückkehren. Unsere Dividende wird zukünftig wieder 50 bis 60 Prozent des nachhaltigen Konzernüberschusses betragen.

### Erwartete Finanzlage

#### Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Für das Jahr 2013 erwarten wir keinen Finanzierungsbedarf auf Gruppenebene. Die für 2013 geplanten Ausgaben für Investitionen sowie die Dividende können laut Plan durch den für dieses Jahr erwarteten operativen Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen finanziert werden. Bei unterjährigen Spitzen in den Finanzierungserfordernissen des Konzerns ist die Nutzung von Commercial Paper möglich.

Im Rahmen der Steuerung unserer Kapitalstruktur ist unser mittelfristiges Ziel, einen Debt Factor von unter 3 zu erreichen. Darüber hinaus planen wir, bis 2015 wieder einen positiven freien Cashflow (definiert als operativer Cashflow abzüglich Investitionen und Dividendenzahlungen) zu erwirtschaften.

#### Geplante Investitionen

Im Rahmen unserer Mittelfristplanung haben wir für das Jahr 2013 Investitionen in Höhe von 6,1 Mrd € vorgesehen. Auch hierbei haben wir die angekündigten Portfoliomaßnahmen berücksichtigt. Rund ein Siebtel der geplanten Investitionen sind für den Erhalt der bestehenden Anlagen vorgesehen, der übrige Teil für Ausbau beziehungsweise organisches Wachstum. Geografisch betrachtet bleibt Deutschland Schwerpunktland unserer Investitionstätigkeit. Hier investieren wir maßgeblich in den Erhalt und Ausbau unserer konventionellen Stromerzeugung sowie der Strom- und Gasinfrastruktur.

Investitionen: Planung 2013		
	Mrd €	Anteile in %
Erzeugung	0,9	15
Erneuerbare Energien	1,3	21
Optimierung & Handel	0,1	2
Exploration & Produktion	0,5	8
Deutschland	0,9	15
Weitere EU-Länder	1,0	16
Russland	0,5	8
Konzernleitung/Konsolidierung	0,9	15
<b>Summe</b>	<b>6,1</b>	<b>100</b>

Im kommenden Jahr werden 0,4 Mrd € in den Ausbau und den Ersatz sowie den Erhalt der Stromerzeugung aus Steinkohle, Gas und Kernenergie investiert. Darin enthalten sind unter anderem Kraftwerksneubauprojekte in der fossilen Stromerzeugung (zum Beispiel „Maasvlakte 3“ und „Datteln 4“).

Im Segment Erneuerbare Energien (E.ON Climate & Renewables und Wasserkraftwerke) werden wir im kommenden Jahr rund 1,3 Mrd € investieren. Der Schwerpunkt wird vorwiegend auf Offshorewindparks wie „Amrumbank“ und Onshorewindparks in Europa beziehungsweise den USA liegen.

Im Bereich Optimierung & Handel werden rund 0,1 Mrd € im Wesentlichen in die Infrastruktur des Speichergeschäfts investiert.

Bei Exploration & Produktion entfällt der größte Teil der Investitionen von 0,5 Mrd € auf die Entwicklung von Gas- und Ölfeldern.

Die Investitionen in die Region Deutschland in Höhe von 0,9 Mrd € betreffen insbesondere zahlreiche Einzelinvestitionen für den Ausbau von Mittel- und Niederspannungsleitungen, Schaltanlagen sowie Mess- und Regeltechnik und weitere Investitionen, um eine sichere und störungsfreie Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern machen rund ein Sechstel der Investitionen aus und bestehen im Wesentlichen aus Erhaltungsinvestitionen für das regionale Netz in Schweden sowie Ausbauinvestitionen in Ungarn und Tschechien.

In der Region Russland werden 2013 mit rund 0,5 Mrd € hauptsächlich die bereits laufenden Kraftwerksneubauprojekte, insbesondere „Berezovskaya“, fortgesetzt.

Im Segment Konzernsteuerung/Konsolidierung sind im Wesentlichen Investitionen für unsere Kooperationen in der Türkei und Brasilien enthalten.

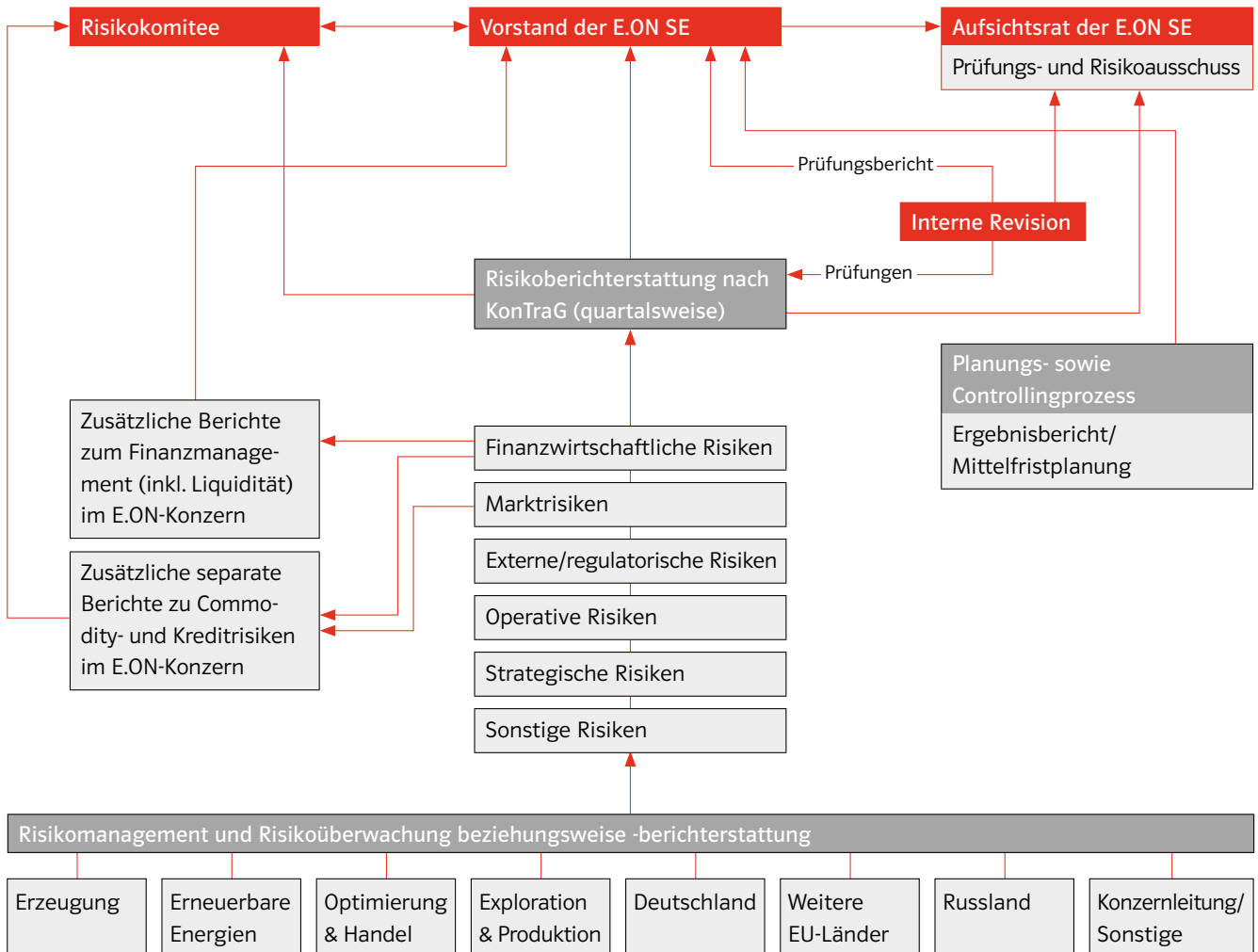
Für den E.ON-Konzern sieht die Investitionsplanung im Jahr 2014 insgesamt Investitionen in Höhe von rund 5,1 Mrd € vor. Mit jeweils rund einem Fünftel wollen wir in das Geschäft der Segmente Erzeugung und Weitere EU-Länder investieren. Gut ein weiteres Viertel dient dem Ausbau unserer Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien. Der verbleibende Teil fließt insbesondere in die Region Deutschland beziehungsweise unsere Erzeugungskapazitäten in Russland und unsere Geschäfte außerhalb Europas sowie im Bereich der dezentralen Erzeugung.

## Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung

Aufgrund der Verwerfungen im europäischen Energiegeschäft mussten wir unsere Strategie „cleaner & better energy“ präzisieren und in Teilen neu justieren. Insbesondere Gaskraftwerke in Europa, die bereits von der rezessionsbedingt sinkenden Stromnachfrage getroffen waren, sind derzeit durch den ungesteuerten Zuwachs Erneuerbarer Energien und den daraus folgenden Niedergang des europäischen Emissionshandels überwiegend nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben. Die Vorhaltung von Kapazität zur Sicherung der Versorgung muss daher angemessen kompensiert werden. Wir werden unsere konventionelle Erzeugung so restrukturieren, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Kraftwerksflotte zügig verbessert wird. Neben weiteren Kostensenkungen und Effizienzverbesserungen haben wir in diesem Zusammenhang bereits Kraftwerke in Europa stillgelegt und überprüfen auch weitere Stilllegungen. Darüber hinaus werden wir einige geplante Kohlekraftwerksprojekte nicht weiterverfolgen. Zudem werden wir uns während der Transformationsphase bei insgesamt sinkenden Investitionen noch strikter auf Wachstumsfelder konzentrieren. Hierzu zählen insbesondere der kräftige Ausbau des dezentralen Geschäfts, die Erneuerbaren Energien sowie die Märkte außerhalb Europas wie Russland, Brasilien und die Türkei. Wir wollen die Transformation des Konzerns noch entschlossener und schneller vorantreiben und den Anteil der Wachstumsgeschäfte am Konzernergebnis zügig steigern.

Die Beschlüsse der Bundesregierung zur Energiewende in Deutschland werden auch in fernerer Zukunft die Ertragslage von E.ON beeinflussen. Nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hatte die Bundesregierung die Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke zurückgenommen und über die Novelle des Atomgesetzes einen vorgezogenen schrittweisen Atomausstieg geregelt. Statt frühestens 2036 soll nun der letzte Meiler bis 2022 vom Netz gehen.

## Risikomanagementsystem



Das Risikomanagementsystem besteht aus einer Vielzahl von Bausteinen, die in die gesamte Aufbau- und Ablauforganisation von E.ON eingebettet sind. Damit ist das Risikomanagementsystem integraler Bestandteil der Geschäftsprozesse und Unternehmensentscheidungen. Zu den Bausteinen des Risikomanagementsystems zählen im Wesentlichen konzernweite Richtlinien und Berichtssysteme, der konzernweit einheitliche Strategie-, Planungs- und Controllingprozess, die Tätigkeit der internen Revision sowie die gesonderte konzernweite Risikoberichterstattung auf Basis des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) und die Einrichtung von Risikokomitees. Unser Risikomanagementsystem entspricht der allgemeinen Best Practice in der Industrie und zielt darauf ab, die Unternehmensleitung in die

Lage zu versetzen, frühzeitig Risiken zu erkennen, um rechtzeitig gegensteuern zu können. Die konzernweiten Planungs-, Steuerungs- und Berichtsprozesse werden kontinuierlich auf Effektivität und Effizienz überprüft. Darüber hinaus erfolgt gemäß den gesetzlichen Anforderungen eine regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit unseres Risikofrüherkennungssystems durch unsere interne Revision. Unser Risikomanagementsystem erfasst alle voll konsolidierten Konzerngesellschaften und alle at equity einbezogenen Gesellschaften mit einem Buchwert von mehr als 50 Mio €.

## Risikomanagement und Versicherung

Die E.ON Risk Consulting GmbH ist als 100-prozentige Tochter der E.ON SE für das Versicherungsrisikomanagement im E.ON-Konzern verantwortlich. Sie entwickelt und optimiert Lösungen für die betrieblichen Risiken des Konzerns durch Versicherungs- und versicherungsähnliche Instrumente und deckt diese in den internationalen Versicherungsmärkten ein. Hierzu stellt die E.ON Risk Consulting GmbH unter anderem die Bestandsführung, das Schadensmanagement, die Abrechnung der Versicherungsverträge und -ansprüche sowie das entsprechende Reporting sicher.

### Risikokomitee

Gemäß den Bestimmungen von § 91 Abs. 2 AktG zur Einrichtung eines Überwachungs- und Risikofrüherkennungssystems besteht ein Risikokomitee für den E.ON-Konzern. Das Risikokomitee stellt als Gremium unter Beteiligung von maßgeblich beteiligten Bereichen und Abteilungen der E.ON SE die Umsetzung und Einhaltung der durch den Vorstand beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity- und Kreditrisikobereich sicher und entwickelt diese weiter.

### Weitere Maßnahmen zur Risikobegrenzung

Über die vorher beschriebenen Bausteine unseres Risikomanagements hinaus ergreifen wir im Wesentlichen die nachfolgenden Maßnahmen zur Risikobegrenzung.

Marktrisiken begegnen wir durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und ein intensives Kundenmanagement.

Zur Begrenzung von Preisänderungsrisiken betreiben wir ein systematisches Risikomanagement. Kernelemente sind – neben den konzernweit bindenden Richtlinien und dem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und die Funktionstrennung von Bereichen. Darüber hinaus setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein, die mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert werden. Deren Bonität überwachen wir laufend. Die Preisrisiken aus den liquiden europäischen Commodity-Märkten sind bei unserer Einheit Optimierung & Handel gebündelt und werden dort gesteuert. Der Eigenhandel im Commodity-Bereich findet im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien und innerhalb eng definierter Grenzen statt.

Zins- und Währungsrisiken werden mithilfe unseres systematischen Risikomanagements gesteuert und durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente abgesichert. Die E.ON SE übernimmt hierbei eine zentrale Funktion, sie bündelt mittels konzerninterner Geschäfte die entstehenden Risikopositionen und sichert diese am externen Markt. Die Risikoposition der E.ON SE ist aufgrund der durchleitenden Funktion somit weitgehend geschlossen. Im Rahmen des konzernweiten Kreditrisikomanagements wird die Geschäftspartner-Bonität auf Grundlage konzernweiter Mindestvorgaben systematisch überwacht. Das Kreditrisiko wird durch den Einsatz geeigneter Maßnahmen gesteuert. Hierzu zählen unter anderem die Hereinnahme von Sicherheiten und die Limitierung. Das Risikokomitee des E.ON-Konzerns wird regelmäßig über die wesentlichen Kreditrisiken unterrichtet. Eine weitere Grundlage für die Steuerung von finanzwirtschaftlichen Risiken ist eine konservative Anlagepolitik und eine breite Diversifizierung des Portfolios.

Möglichen Risiken in Verbindung mit Akquisitionen und Investitionen begegnen wir mit umfangreichen präventiven Maßnahmen. Diese beinhalten soweit möglich – neben den zugrunde liegenden Richtlinien und Handbüchern – unter anderem umfassende Due-Diligence-Prüfungen und die rechtliche Absicherung im Rahmen von Verträgen sowie ein mehrstufiges Genehmigungsverfahren und ein Beteiligungs- beziehungsweise Projektcontrolling. Nachgelagerte umfangreiche Projekte tragen darüber hinaus zu einer erfolgreichen Integration bei.

Zur Begrenzung operativer Risiken werden wir unser Netzmanagement und den optimalen Einsatz unserer Kraftwerke weiter verbessern. Zugleich führen wir betriebliche und infrastrukturelle Verbesserungen durch, die die Sicherheit unserer Kraftwerke und Verteilnetze auch unter außergewöhnlichen Belastungen erhöhen. Zusätzlich haben wir die operativen und finanziellen Auswirkungen von Umweltrisiken auf unser Geschäft in eine Ausfallplanung integriert. Sie sind Teil einer Erfassung von Krisen- und Störfallszenarien, die unser Notfall- und Krisenmanagement-Team für den Konzern vorbereitet.

Wir ergreifen ferner unter anderem die folgenden umfassenden Maßnahmen, um operativen Risiken zu begegnen:

- Systematische Schulungs-, Weiterbildungs- und Qualifikationsprogramme für unsere Mitarbeiter
- Weiterentwicklung und Optimierung unserer Produktionsverfahren, -prozesse und -technologien
- Regelmäßige Wartung und Inspektion unserer Anlagen und Netze
- Richtlinien sowie Arbeits- und Verfahrensanweisungen
- Qualitätsmanagement, -kontrollen und -sicherung
- Projekt-, Umwelt- und Alterungsmanagement
- Krisenabwehrorganisation und Notfallplanungen

Gegen dennoch eintretende Schadensfälle sind wir in einem wirtschaftlich sinnvollen Umfang versichert.

Risiken aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten und laufenden Planungsverfahren versuchen wir durch eine geeignete Verfahrensbetreuung und entsprechende Vertragsgestaltungen im Vorfeld zu minimieren.

Risiken aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns versuchen wir durch einen intensiven und konstruktiven Dialog mit Behörden und Politik zu begegnen. Ferner soll bei Neubauvorhaben durch eine entsprechende Projektbetreuung sichergestellt werden, Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet. Daneben begegnet der E.ON-Konzern den Risiken aus unberechtigtem Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust mit diversen Gegenmaßnahmen technischer und organisatorischer Art.

## Risikolage

Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind. Gegenüber dem Vorjahr sind Risiken im Rahmen folgender Sachverhalte durch einvernehmliche Einigungen oder Unternehmensverkäufe entfallen:

- das von uns im Zusammenhang mit Langfristverträgen gegen Gazprom eingeleitete Schiedsverfahren
- Klagen gegen die E.ON SE und US-Tochtergesellschaften im Zusammenhang mit der Veräußerung von VEBA Electronics
- die Anreizregulierung für Fernleitungsnetzbetreiber im Gasbereich

Dagegen sind Risiken infolge nachstehender Gegebenheiten im Jahresverlauf hinzugekommen:

- die angespannte finanzwirtschaftliche Lage in vielen EU-Mitgliedstaaten, verbunden mit einer weiteren Zuspitzung der Eurokrise
- die Stresstests in europäischen Kernkraftwerken
- die regulatorische Kostenprüfung der E.ON-Strom- und -Gasnetzbetreiber

Für den E.ON-Konzern und somit auch für die E.ON SE bestehen im Wesentlichen folgende Risiken:

## Marktrisiken

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Einheiten bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. Unser in- und ausländisches Stromgeschäft sieht sich zudem, bedingt durch neu in den Markt tretende Anbieter sowie aggressiveres Vorgehen bereits bestehender Marktteilnehmer, einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt, der unsere Margen reduzieren könnte. Die globale Einheit Optimierung & Handel sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem weiterhin erheblichen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Darüber hinaus ergeben sich Preisrisiken, da die Gasbezugspreise zum Teil an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich am Handelsmarkt orientieren. Die langfristigen Gasbezugsverträge beinhalten für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führen wir kontinuierlich intensive Verhandlungen mit unseren Produzenten.

Die Nachfrage nach Strom und Gas ist grundsätzlich saisonal. Im Allgemeinen existiert eine höhere Nachfrage während der kalten Monate Oktober bis März sowie eine geringere Nachfrage während der wärmeren Monate April bis September. Im Ergebnis bedeutet diese saisonale Struktur, dass unsere Umsätze und operativen Ergebnisse im ersten und vierten Quartal höher beziehungsweise im zweiten und dritten Quartal geringer sind. Unsere Umsätze und operativen Ergebnisse können jedoch bei ungewöhnlich warmen Wetterperioden während der Herbst- und Wintermonate negativ beeinflusst werden. Darüber hinaus könnten sich für unsere Einheiten in Skandinavien negative Auswirkungen durch einen zu geringen



Niederschlag ergeben, der sich in einer reduzierten Stromerzeugung aus Wasserkraft bemerkbar machen kann. Wir erwarten auch weiterhin saisonale und wetterbedingte Fluktuationen im Hinblick auf unsere Umsätze und operativen Ergebnisse.

### Preisänderungsrisiken

Der E.ON-Konzern ist bei seiner operativen Geschäftstätigkeit Preisänderungsrisiken im Commodity-Bereich ausgesetzt. Im Wesentlichen werden Strom-, Gas-, Kohle-, Emissionsrechte- und Ölpreissicherungsgeschäfte kontrahiert, um Preisänderungsrisiken abzusichern, eine Systemoptimierung und einen Lastenausgleich zu erzielen sowie unsere Margen zu sichern.

### Finanzwirtschaftliche Risiken

E.ON ist aufgrund der internationalen Natur der Geschäftstätigkeit Risiken aus Wechselkursschwankungen ausgesetzt. Solche Risiken entstehen einerseits aufgrund der Zahlungen in einer anderen Währung als der funktionalen Währung der Gesellschaft (Transaktionsrisiko). Andererseits führen Wechselkursschwankungen zu einem bilanziellen Effekt aufgrund der Umrechnung der Bilanzpositionen sowie der Erträge und Aufwendungen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss (Translationsrisiko). Die Wechselkursrisiken stammen im Wesentlichen aus Geschäften in US-Dollar, britischen Pfund, schwedischen Kronen, russischen Rubeln, norwegischen Kronen und ungarischen Forint.

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten, Fälligkeiten beziehungsweise kurzfristigen Finanzierungen und Zinsderivaten, die auf variablen Zinsen basieren, können sich für E.ON Ergebnisrisiken ergeben.

Aus dem operativen Geschäft sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten ergeben sich für E.ON Kreditrisiken.

Im Commodity-, Kredit-, Liquiditäts-, Zins- und Währungsbereich setzen wir zur Absicherung von Risiken derivative Finanzinstrumente ein. Ausführliche Erläuterungen zur Verwendung derivativer Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte sowie das entsprechende Risikomanagement befinden sich in den Textziffern 30 und 31 des Anhangs.

Weitere Risiken können sich aus der EU-Regulierung von außerbörslich gehandelten (OTC-)Derivaten (EMIR) sowie aus der möglichen Rücknahme der „Markets in Financial Instruments Directive (MiFID)“-Ausnahme für Energiehandelsunternehmen ergeben. Hinsichtlich der OTC-Derivate-Regulierung sieht die Europäische Kommission ein obligatorisches Clearing aller OTC-Geschäfte vor. Dies wird die Sicherheiten erhöhen, die für die Handelsgeschäfte hinterlegt werden müssen, was ein erhöhtes Liquiditätsrisiko bedeutet. Nichtfinanzunternehmen sind hiervon ausgenommen, wenn die Transaktionen nachweisbar der Risikoreduzierung dienen oder bestimmte Schwellenwerte unterschreiten. Wichtige Details hierzu stehen formal noch nicht fest.

Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungs- und weitere Verlustrisiken aus kurz- und langfristigen Kapitalanlagen, die bei E.ON zur Deckung langfristiger Verpflichtungen, insbesondere im Pensions- und Entsorgungsbereich, dienen.

Vor dem Hintergrund der angespannten finanzwirtschaftlichen Lage in vielen EU-Mitgliedstaaten würde eine weitere Zuspitzung der Eurokrise insgesamt zu einem Anstieg der finanzwirtschaftlichen Risiken führen.

### Strategische Risiken

Unsere Strategie bezieht Akquisitionen und Investitionen in unser Kerngeschäft sowie Desinvestitionen mit ein. Diese Strategie hängt in Teilen von unserer Fähigkeit ab, Unternehmen erfolgreich zu identifizieren, zu erwerben und zu integrieren, die unser Energiegeschäft unter annehmbaren Bedingungen sinnvoll ergänzen. Um die notwendigen Zustimmungen für Akquisitionen zu erhalten, könnten wir aufgefordert werden, andere Teile unseres Geschäfts zu veräußern oder Zugeständnisse zu leisten, die unser Geschäft wesentlich beeinflussen. Zusätzlich können wir nicht garantieren, dass wir die Rendite erzielen, die wir von jeder möglichen Akquisition oder Investition erwarten. Beispielsweise könnte es problematisch werden, wichtige Leistungsträger zu halten, akquirierte Unternehmen erfolgreich in unser vorhandenes Geschäft zu integrieren sowie geplante Kosteneinsparungen beziehungsweise operative Ergebnisbeiträge zu realisieren und zukünftige Marktentwicklungen oder regulatorische Veränderungen richtig zu beurteilen. Zudem ist es möglich, dass wir für eine Akquisition, eine Integration oder den Betrieb eines neuen Geschäfts mehr aufwenden müssen als angenommen. Des Weiteren beinhalten Akquisitionen und Investitionen in neue geografische Gebiete oder Geschäftsbereiche, dass wir uns mit neuen Absatzmärkten und Wettbewerbern vertraut machen und uns mit den entsprechenden wirtschaftlichen Risiken auseinandersetzen.

Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das Risiko des Nichteintretens oder der zeitlichen Verzögerung sowie das Risiko, dass E.ON einen geringeren als den erwarteten Beteiligungswert als Veräußerungserlös erhält. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Risiken ist bei derartigen Projekten nicht bewertbar. Das Nichteintreten oder eine signifikante zeitliche Verzögerung bei geplanten Desinvestitionen durch E.ON würde die geplante Entwicklung des Debt Factors negativ beeinflussen. Nach dem Vollzug von Transaktionen kann darüber hinaus ein Haftungsrisiko aus vertraglichen Verpflichtungen entstehen.



### Operative Risiken

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Durch das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien wird zunehmend Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen eingespeist, sodass ein zusätzlicher Ausbau der Verteilnetze erforderlich ist. Die regional zunehmende dezentrale Einspeisung von Strom vornehmlich aus Erneuerbaren Energien führt auch zu einer Verschiebung von Lastflüssen. Im Hinblick auf unsere deutschen und internationalen Aktivitäten existiert das Risiko eines Stromausfalls sowie einer Abschaltung von Kraftwerken infolge unvorhergesehener Betriebsstörungen oder sonstiger Probleme. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten – auch bei Neubauvorhaben – und Umweltschäden könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen beziehungsweise unsere Kostensituation beeinflussen. Darüber hinaus können Probleme bei der Erschließung neuer Gasfelder zu geringeren Erlösen als erwartet führen.

Wir könnten darüber hinaus – in Verbindung mit dem Betrieb von Kraftwerken – durch Umweltschädigungen aus der Umwelthaftpflicht beansprucht werden, was unser Geschäft deutlich negativ beeinflussen könnte. Zusätzlich können neue oder geänderte Umweltgesetze und -regelungen eine wesentliche Zunahme der Kosten für uns bedeuten.

Ferner ist der Klimawandel ein zentraler Risikofaktor geworden. Die operative Geschäftstätigkeit kann bei E.ON beispielsweise durch ausbleibende Niederschläge oder durch überdurchschnittlich hohe Temperaturen, in deren Folge es zu einer reduzierten Effizienz bei der Kühlung oder gar zur Abschaltung von Anlagen kommen kann, negativ beeinflusst werden. Extreme Wetterereignisse oder langfristige klimatische Veränderungen können auch Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung haben. Neben den Risiken bei der Energieerzeugung gibt es auch Risiken, die zu einer Störung der Offsite-Aktivitäten (zum Beispiel Verkehr, Kommunikation, Wasser, Abfallentsorgung etc.) führen können. Unsere Investoren und Kunden erwarten bei Umweltthemen wie Klimawandel oder beim verantwortungsvollen Umgang mit der Ressource Wasser zunehmend eine aktive Führungsrolle. Wird diese Erwartungshaltung nicht erfüllt, erhöht sich das Geschäftsrisiko durch reduzierte Investitionen der Kapitaleseite und ein schwindendes Vertrauen in unsere Marke.

Darüber hinaus bestehen im operativen Geschäft grundsätzlich Risiken durch menschliches Fehlverhalten und Mitarbeiterfluktuation.

### Externe Risiken

Weitere Risiken ergeben sich aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns, dessen Änderung zu erheblichen Planungsunsicherheiten führen kann.

Gegenwärtig ergeben sich aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns einzelne Risiken in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten, laufenden Planungsverfahren und regulatorischen Änderungen. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Klagen und Verfahren wegen Preiserhöhungen, angeblicher Marktabspraken und marktmissbräuchlichen Verhaltens. Die genannten Verfahren wegen Preiserhöhungen schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeiträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln der vergangenen Jahre im Sonderkundensegment mit ein. Weitere Risiken entstehen aus Vorlagen an den Europäischen Gerichtshof, mit denen der Bundesgerichtshof die Vereinbarkeit von auch im E.ON-Konzern üblichen Preisanpassungsklauseln in Sonderkundenverträgen und die Vereinbarkeit der Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich mit europäischem Recht überprüfen lässt. Gegen E.ON und Unternehmen des E.ON-Konzerns könnten zudem auch in Zukunft gerichtliche Prozesse, behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche eingeleitet oder geltend gemacht werden.

Die Europäische Kommission hatte am 8. Juli 2009 gegen E.ON Ruhrgas und E.ON als Gesamtschuldner wegen angeblicher Marktabspraken mit GdF Suez ein Bußgeld in Höhe von 553 Mio € verhängt. E.ON Ruhrgas und E.ON hatten im September 2009 gegen diese Bußgeldentscheidung Nichtigkeitsklage beim Gericht der Europäischen Union erhoben. Die Klageerhebung hatte keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. Mit Urteil vom 29. Juni 2012 hat das Gericht der Europäischen Union die Bußgeldentscheidung der Europäischen Kommission teilweise aufgehoben und das Bußgeld deutlich gemindert. Die Entscheidung ist mittlerweile rechtskräftig. Folgeverfahren können nicht ausgeschlossen werden.

Die Europäische Kommission hat im September 2011 bei mehreren Gasversorgungsunternehmen in Zentral- und Osteuropa Nachprüfungen durchgeführt, darunter auch bei Unternehmen des E.ON-Konzerns. Die Kommission untersuchte insoweit mögliche wettbewerbswidrige Praktiken von Gazprom, gegebenenfalls zusammen mit anderen Unternehmen. Im September 2012 hat die Europäische Kommission hierzu ein förmliches Kartellverfahren gegen Gazprom auf der Grundlage von Artikel 102 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung) eingeleitet.

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von circa 1.055 MW und hat in diesem Zusammenhang bereits über 1 Mrd. € investiert. Mit einem vom Bundesverwaltungsgericht bestätigten Urteil hat das Oberverwaltungsgericht Münster (OVG) den Bebauungsplan der Stadt Datteln für unwirksam erklärt. Daher wird derzeit ein neues Planverfahren durchgeführt, um die planerischen Grundlagen für das Kraftwerk Datteln 4 wiederherzustellen. Vor dem Hintergrund der laufenden Planungsprozesse, des Urteils des OVG vom 12. Juni 2012 (Aufhebung des Vorbescheids), der beim BVerwG hierzu anhängigen Nichtzulassungsbeschwerde und weiterer Klagen sowie des aktuellen politischen Umfelds ist derzeit mit weiteren Verzögerungen gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkt zu rechnen. Zur Sicherung der Fernwärme- und Bahnstromversorgung bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4 werden derzeit provisorische Maßnahmen umgesetzt. Wir gehen weiterhin von einer Inbetriebnahme des Kraftwerks aus. Derartige Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen Neubauvorhaben im Strom- und Gasbereich ergeben.

E.ON Ruhrgas bezieht gegenwärtig – auf Basis langfristiger Bezugsverträge mit Gazprom – rund ein Viertel ihrer gesamten Gaslieferungen aus Russland. Mit zurzeit fünf weiteren Lieferländern ist E.ON Ruhrgas eines der am stärksten diversifizierten Gasversorgungsunternehmen Europas. Verschiedene zurückliegende Ereignisse in einigen Ländern Osteuropas haben in Teilen West- und Mitteleuropas die Bedenken hinsichtlich der Zuverlässigkeit russischer Gaslieferungen verstärkt, obwohl Russland bisher immer ein sehr zuverlässiger Lieferant war. Wirtschaftliche beziehungsweise politische Instabilität oder andere Konflikte in jedem möglichen Durchleitungsland, durch das russisches Gas geleitet werden muss, bevor es seinen abschließenden Bestimmungsort in Westeuropa erreicht, können nachteilige Auswirkungen auf den Gasbezug aus Russland haben, wobei derartige Vorfälle außerhalb der Einflussmöglichkeiten von E.ON Ruhrgas liegen. Mit der Inbetriebnahme der Nord Stream Pipeline im November 2011 besteht erstmals eine direkte Verbindung zwischen den großen Gasvorkommen Russlands und den westeuropäischen Gasmärkten.

Die Nord Stream Pipeline leistet einen wichtigen Beitrag zur Diversifikation der Gasbezüge und erhöht die Versorgungssicherheit Europas.

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den deutschen Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. In der Gesetzesnovelle ist nunmehr – zusätzlich zu der Rücknahme der Laufzeitverlängerung aus der 11. AtG-Novelle – ein stufenweiser Ausstieg bis 2022 geregelt, wobei die sieben vor Ende 1980 in Betrieb genommenen Reaktoren und das Kernkraftwerk Krümmel entsprechend der gesetzlichen Regelung bereits ab Inkrafttreten der Atomgesetznovelle dauerhaft vom Netz bleiben sollen. Bei den von E.ON betriebsgeführten Anlagen sind die Kraftwerksblöcke Unterweser und Isar 1 betroffen. E.ON setzt den mehrheitlichen politischen Willen zum früheren Ausstieg aus der Kernenergie zwar um, gleichzeitig hält E.ON den Atomausstieg in der nun gesetzlich geregelten Form jedoch für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Jedenfalls aber ist ein solcher Eingriff ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte und entsprechender Vermögenswerte nach unserer Auffassung verfassungswidrig. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingereicht. Die Kernbrennstoffsteuer bleibt nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung in ihrer spezifischen Höhe erhalten. Bereits in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung hielt E.ON die Kernbrennstoffsteuer aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen für rechtswidrig. Die Beibehaltung der Steuer bei deutlich reduzierten Laufzeiten wirft zusätzliche Rechtsprobleme auf. Daher geht E.ON gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vor. Die bereits eingeleiteten Verfahren betreffen die KKW Gundremmingen B und C, Grohnde, Grafenrheinfeld, Emsland, Brokdorf und Isar 2. Abschließende gerichtliche Entscheidungen erfolgen zu einem späteren Zeitpunkt.

Die Bundesregierung hat, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, das Gorleben-Moratorium 2010 aufgehoben und die Erkundung des Standortes – wenn auch unter (nachträglich festgelegten) Einschränkungen – ab Oktober 2010 fortgesetzt. Ende 2012 hat der Bundesumweltminister den vorläufigen Erkundungsstopp angekündigt. Das BMU hatte 2012 begonnen, in einer Arbeitsgruppe unter Beteiligung der Bundesländer eine gesetzliche Regelung zu erarbeiten, die das weitere Verfahren bezüglich der Endlagersuche regelt. Allerdings erscheint ein zeitnahe Konsens zwischen BMU und der Opposition angesichts der Medienverlautbarungen verschiedener politischer Akteure Ende 2012 und Anfang 2013 eher unwahrscheinlich, sodass eine zeitnahe Verabschiedung des Gesetzesvorhabens ungewiss geworden ist. Das BMU hat für den Zeitraum nach der Wahl in Niedersachsen angekündigt, einen neuen Einigungsversuch zu starten. Mit dem vorliegenden ersten Gesetzentwurf sollen „die einzelnen Verfahrensschritte für die Suche und Festlegung eines Standortes für den sicheren Verbleib der Wärme entwickelnden radioaktiven Abfälle festgelegt“ werden. In dem Entwurf ist Gorleben als möglicher Standort erwähnt – die Rolle Gorlebens in dem geplanten Endlagersuchverfahren erscheint aber noch nicht abschließend geklärt. Seit der Aktualisierung des ersten Gesetzentwurfes findet sich in den Entwürfen auch ein Passus zur Änderung des § 21b AtG, welcher die Kosten für „die Durchführung eines Standortauswahlverfahrens nach dem Standortauswahlgesetz“ als beitragsfähigen notwendigen Aufwand ansieht, der von den Ablieferungspflichtigen zu tragen ist. Nach richtiger, wenngleich nicht unbestrittener Auffassung ist eine derartige Kostenüberwälzung nicht verfassungsgemäß, solange sich Gorleben nicht als ungeeignet erwiesen hat. Dies gilt auch für sogenannte „reine Offenhaltungskosten“. Hiermit sind Kosten gemeint, die bei einer reinen Offenhaltung von Gorleben anfallen, ohne dass in Gorleben erkundet wird.

Die EU-Kommission hat Anfang Oktober einen Bericht zu Stresstests in europäischen Kernkraftwerken vorgelegt. Diese Untersuchungen haben in erster Linie gezeigt, dass die Kernkraftwerke von E.ON (sowohl die im vergangenen Jahr abgeschalteten als auch die betriebenen) bei allen unterstellten Szenarien über große Sicherheitsreserven verfügen – insbesondere die deutschen Anlagen. Diese Sicherheitsreserven gehen sogar über die in Gesetzen, Genehmigungen und Regelwerken festgelegten Mindestanforderungen weit hinaus. Das gilt auch für Ereignisse wie Hochwasser und Erdbeben.

Die Europäische Richtlinie zur Energieeffizienz ist im Dezember 2012 in Kraft getreten. Sie enthält unter anderem eine Verpflichtung aller Energieverteiler oder aller Energieeinzelschaltunternehmen, in den Jahren 2014 bis 2020 jährliche Energieeinsparungen von 1,5 Prozent ihres Energieabsatzes bei ihren Kunden zu erzielen. Diese Regelung kann allerdings von den europäischen Ländern durch alternative Maßnahmen ersetzt werden, mit denen ein vergleichbarer Effekt erzielt wird. Da diese Flexibilität auch bei anderen Maßnahmen gegeben ist, kommt der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht eine besondere Bedeutung zu, durch die in unseren regionalen Einheiten Risiken entstehen können. Die Umsetzung in nationales Recht muss bis Juni 2014 erfolgt sein. In der Tendenz ist allerdings absehbar, dass die Effizienzbemühungen die Energiemärkte beeinflussen werden und damit potenzielle Absatzrisiken für E.ON entstehen können.

Im Zuge der Diskussion um die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele im Jahr 2050 wird auch über eine Anpassung der europäischen Gesetzgebung zum Emissionshandel diskutiert. Damit soll die Zahl der in der nächsten Handelsphase bis 2020 im Europäischen Emissionshandelssystem zur Verfügung stehenden CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte gekürzt werden. Man erhofft sich durch eine Kürzung der Mengen der Emissionsrechte höhere CO<sub>2</sub>-Preise und damit zusätzliche Anreize für Investitionen in klimaschonendere Anlagen. Risiken für das aktuelle fossile Erzeugungsportfolio von E.ON in der EU aus eventuell höheren CO<sub>2</sub>-Preisen lassen sich erst bei genauerer Kenntnis der noch zu beschließenden Maßnahmen ableiten.

Im Strombereich wurde Mitte Juni vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der Vorschlag für europäische Regeln zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen finalisiert. Der Netzkodex legt die EU-weiten technischen Minimalanforderungen an Erzeugungsanlagen für den Anschluss an das Verteil- und Übertragungsnetz fest. Der

Netzkodex kann erhöhte Anforderungen an Neubauprojekte nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse bei Bestandsanlagen im Kraftwerksbereich stellen. Die europäische Regulierungsbehörde ACER hat den von ENTSO-E entwickelten Netzkodex unter Vorgabe einiger Nacharbeiten freigegeben. Diese müssen abgeschlossen werden, bevor dann der Komitologieprozess initiiert wird, mit dem die Regelung direkt rechtlich verbindlich wird. Ein Inkrafttreten wird von der EU-Kommission für 2014 erwartet.

Sechs Regionalversorgungsunternehmen wurden 2008 neu strukturiert. Dabei wurde der Netzbetrieb in die Regionalversorgungsunternehmen reintegriert, sodass die Regionalversorgungsunternehmen als Netzbetreiber fungieren. Gleichzeitig wurden die Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten in Tochtergesellschaften ausgelagert, wobei die Vertriebsgesellschaften zentral gesteuert werden. Die Regulierungsbehörde sieht in Vertriebsbeteiligungen von Netzbetreibern einen Verstoß gegen die Entflechtungsvorschriften. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hatte daher Ende 2009 gegen alle E.ON Energie-Regionalversorgungsunternehmen mit neuer Regionalstruktur sowie E.ON Energie ein förmliches Verfahren wegen vermeintlicher Nichteinhaltung von Entflechtungsbestimmungen eingeleitet. Die Behörde führt das Verfahren gegen die E.ON Bayern AG und die E.ON Energie AG als Musterverfahren; die übrigen Verfahren gegen die anderen Regionalversorgungsunternehmen ruhen. Am 19. Mai 2011 fand bei der BNetzA im Musterverfahren eine mündliche Verhandlung statt. Die E.ON Bayern AG und die E.ON Energie AG haben in mehreren Stellungnahmen ihren Rechtsstandpunkt ausführlich erläutert. Die BNetzA hat mit Datum vom 3. Februar 2012 gegen beide Unternehmen Untersagungsverfügungen erlassen, gegen die von beiden Unternehmen Beschwerde zum OLG Düsseldorf eingelegt wurde. Im Zusammenhang mit den ohnehin vorgesehenen gesellschaftsrechtlichen Strukturmaßnahmen bei den Regionalversorgungsunternehmen, insbesondere Abgabe aller Vertriebsaktivitäten, wurden die Beschwerden im Einvernehmen mit der BNetzA und dem OLG Düsseldorf nicht begründet, um die weitere Entwicklung abzuwarten. Sofern die Regionalversorger zukünftig über keine vertrieblichen Beteiligungen mehr verfügen, hat die BNetzA ihre Zustimmung zur endgültigen Beendigung des Beschwerdeverfahrens in Aussicht gestellt.

Die deutschen E.ON-Strom- und -Gasnetzbetreiber befinden sich derzeit in der regulatorischen Kostenprüfung für die ab 2013 beziehungsweise 2014 beginnende zweite Anreizregulierungsperiode. Die Verwaltungsverfahren sind in beiden Fällen noch nicht beendet. Ob das bisherige Erlösobergrenzeniveau gehalten werden kann, lässt sich abschließend noch nicht beurteilen.

Kapazitätsmärkte werden eine wichtige Rolle für den E.ON-Konzern im Bereich der Strommärkte spielen. Es gibt bereits Kapazitätsmärkte in Russland, Spanien und Schweden (nur Leistungsreserve). Entsprechende politische Entscheidungen für die Einführung solcher Märkte in Frankreich und Italien sind bereits getroffen worden und ein dahin gehender Regierungsvorschlag in Großbritannien wird gegenwärtig diskutiert. Auch in Deutschland und Belgien wird dieses Thema diskutiert. Hieraus ergeben sich für E.ON Risiken bezüglich der Systemgestaltung. Insbesondere bei einer Fokussierung auf spezifische Technologien oder bei Nichtberücksichtigung von Bestandsanlagen könnte E.ON einem Wettbewerbsnachteil ausgesetzt sein.

Mit dem Ziel geeigneter Investitionsanreize für eine CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung und einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt die britische Regierung zurzeit Reformen im britischen Großhandelsmarkt um. Eine Einspeisevergütung soll die Erlössicherheit für neue Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien und Kraftwerke mit „Carbon Capture and Storage (CCS)“ erhöhen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, der flexible Erzeugung fördern soll. Eine Emissionsobergrenze (Emission Performance Standard) für neue fossile Kraftwerke soll den Bau neuer Kohlekraftwerke ohne CCS-Technologie verhindern. Es wird erwartet, dass die Vorschläge 2013 in ein entsprechendes Gesetz einfließen und die geplanten Maßnahmen gegen Ende 2014 vollständig umgesetzt werden. Diese Reformen können Auswirkungen auf E.ONs Aktivitäten im Erzeugungsbereich in Großbritannien haben.

Das Ende 2012 novellierte EnWG implementiert zusätzliche regulatorische Einschränkungen auch für den Kraftwerksbereich in Deutschland (insbesondere Stilllegungsbeschränkungen sowie Besicherungsvorgaben systemrelevanter Kraftwerke). Diese können in Abhängigkeit von ihrer konkreten Umsetzung auch Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von E.ONs Erzeugungsanlagen haben.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen EU-Mitgliedstaaten sind zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, Preismoratorien und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien sichtbar, die ein Risiko für E.ONs Aktivitäten in diesen Ländern darstellen können. Insbesondere die Refinanzierungssituation vieler europäischer Staaten kann sich unmittelbar auf die im E.ON-Konzern bewertungsrelevanten Kapitalkosten auswirken. Beispiele hierfür sind neue Energiesteuern in Spanien und sogenannte Robin-Hood-Steuern wie in Italien und Ungarn.

### Reputationsrisiken

Ereignisse und Diskussionen bezüglich der Kernkraft oder Energiepreisdebatten beeinflussen die Reputation aller großen Energieversorgungsunternehmen. Dies ist insbesondere in Deutschland der Fall, wo E.ON, im Vergleich mit anderen Märkten, weniger gute Markenwerte hat. E.ON ist in Deutschland als großes DAX-Unternehmen besonders exponiert und wird bei öffentlichen Diskussionen zu kritischen Themen der Energiepolitik stets genannt.

Klare Botschaften, Offenheit für den Dialog und Ansprache unserer wichtigsten Stakeholder sind Grundlage, um Glaubwürdigkeit zu gewinnen und Offenheit für die eigenen Positionen zu schaffen. Ein Beitrag dazu ist unser 2011 neu gestarteter Stakeholder-Management-Prozess. Wichtig sind uns konsistente Botschaften gegenüber unseren Stakeholdern, aber auch ein verstärkter Dialog und gute Beziehungen zu

wichtigen Interessengruppen. E.ON berücksichtigt Umweltaspekte, soziale Aspekte und Themen der verantwortlichen Unternehmensführung. Damit unterstützen wir unsere Interaktion mit Interessengruppen (inklusive Investoren), geschäftliche Entscheidungen und unsere Außendarstellung. Ziel ist es, Reputationsrisiken zu minimieren und gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten, damit wir unser Geschäft weiterhin erfolgreich führen können.

### IT-Risiken

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. Im Jahr 2011 wurde die IT-Infrastruktur an externe Dienstleister ausgelagert. Im IT-Bereich bestehen Risiken unter anderem durch unberechtigten Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust.

### Beurteilung der Risikosituation durch die Unternehmensleitung

Am Jahresende 2012 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Ende des dritten Quartals 2012 nicht verändert. Zu der positiven Veränderung gegenüber dem Jahresende 2011 haben insbesondere die erzielten Ergebnisse in den Verhandlungen über die Gasbezugsverträge beigetragen. In Zukunft können sich politische und regulatorische Eingriffe, der zunehmende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und die damit einhergehende Entwicklung der Mengen und Preise sowie eventuelle Verzögerungen bei Neubauvorhaben im Strom- oder Gasbereich nachteilig auf die Ertragslage auswirken. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnten.

## Chancenbericht

Die Führungsgesellschaften im In- und Ausland sowie die Fachbereiche der E.ON SE berichten im Rahmen eines Bottom-up-Ansatzes halbjährlich zum Ende des zweiten und vierten Quartals auf Basis einer Konzernrichtlinie ihre Chancen, sofern die zugrunde liegenden Sachverhalte hinreichend konkretisierbar und wesentlich erscheinen. Wesentliche Chancen sind durch Sachverhalte gekennzeichnet, die eine signifikante positive Auswirkung auf die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage der Gesellschaften beziehungsweise Segmente haben können.

Hinsichtlich der Rahmenbedingungen ergeben sich Chancen bei der regulatorischen Entwicklung. Außerdem kann sich die Entwicklung des Markts positiv auf E.ON auswirken. Einflussfaktoren sind unter anderem die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten und im Einzelhandel sowie die steigende Wechselbereitschaft der Kunden.

Als erster Schritt auf dem Weg zu einer langfristigen europäischen Energiestrategie soll der europäische Energiebinnenmarkt bis 2014 vollendet werden. Dennoch verfolgen viele Mitgliedstaaten oft eine nationale Agenda, die zum Teil nicht mit den europäischen Zielvorgaben vereinbar ist. Ein Beispiel dafür ist die unterschiedliche Herangehensweise beim Thema Kapazitätsmärkte. Wir sind der Auffassung, dass sich zurzeit neben der europäischen Marktintegration auch parallel stark national orientierte Märkte entwickeln. Dies könnte zu einer Situation führen, in der E.ON als europäisch agierendes Unternehmen seine Chancen in einem regulatorisch fragmentierten Umfeld suchen muss.

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit ergeben sich für E.ON Chancen in Verbindung mit einer für uns positiven Entwicklung der Währungskurse und Marktpreise für die Commodities Strom, Gas, Kohle, Öl und CO<sub>2</sub>. Durch ungewöhnlich kalte Wetterperioden – sehr niedrige Durchschnittstemperaturen beziehungsweise Temperaturspitzen – in den Herbst- und Wintermonaten können sich für E.ON im Absatzbereich für Strom und Gas aufgrund einer höheren Nachfrage Chancen ergeben.

Durch den seit Anfang 2008 konzernweit gebündelten Handel nutzen wir die Chancen des voranschreitenden Zusammensens des europäischen Strom- und Gasmarkts sowie der bereits heute weltweiten Commodity-Märkte. Zum Beispiel können sich mit Blick auf die Marktentwicklungen in Großbritannien und Kontinentaleuropa durch den Handel an europäischen Gashandelspunkten zusätzliche Absatz- und Einkaufspotenziale ergeben.

Darüber hinaus können Chancen durch eine fortlaufende Optimierung von Transport- und Speicherrechten im Gasbereich sowie der Verfügbarkeit und Ausnutzung unserer Anlagen im Strom- oder Gasbereich – durch beschleunigtes Projektmanagement beziehungsweise verkürzte Stillstandszeiten – realisiert werden.

Über die kommenden Jahre hinweg werden wir unser Geschäftsportfolio im Sinne unserer Strategie „cleaner & better energy“ umbauen. Die Entwicklungsschwerpunkte liegen dabei auf dem Ausbau unserer Aktivitäten in den Bereichen Erneuerbare Energien, Erzeugung außerhalb Europas und dezentrale Energielösungen. Neben den erfolgreichen Geschäften mit Windparks in Nordamerika und Großkraftwerken in Russland erschließen wir Brasilien und die Türkei als nächste Wachstumsmärkte. Im Rahmen des Joint Ventures mit dem brasilianischen Unternehmen MPX wird der Aufbau von 11.000 MW Erzeugungskapazität geplant. Gemeinsam mit unserem türkischen Partner, der Sabanci-Gruppe, wollen wir bis 2020 eine Erzeugungskapazität von insgesamt bis zu 8.000 MW und damit einen Anteil von mindestens 10 Prozent im türkischen Strommarkt erreichen. In allen Bereichen sehen wir große Marktchancen und können von unseren Kompetenzen profitieren.



## **Angaben nach §§ 289 Abs. 5 beziehungsweise 315 Abs. 2 Nr. 5 HGB zum internen Kontrollsystem im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess**

### Allgemeine Grundlagen

Der E.ON-Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315a Abs. 1 des Handelsgesetzbuchs (HGB) unter Beachtung der IFRS und der Interpretationen des International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum Bilanzstichtag verpflichtend anzuwenden sind (siehe Textziffer 1 im Anhang). Berichtspflichtige Segmente im Sinne der International Financial Reporting Standards (IFRS) sind unsere globalen und teilweise unsere regionalen Einheiten.

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG), der SE-Verordnung in Verbindung mit dem Aktiengesetz und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

E.ON erstellt einen zusammengefassten Lagebericht, der sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die E.ON SE gilt.

### Organisation der Rechnungslegung

Der Konzernabschluss wird im E.ON-Konzern in einem mehrstufigen Prozess mithilfe einer einheitlichen SAP-Konsolidierungssoftware erstellt. Die von einzelnen Führungsgesellschaften vorkonsolidierten und vom jeweiligen Abschlussprüfer geprüften Abschlüsse werden bei der E.ON SE zum Konzernabschluss zusammengefasst. Hierbei liegt die Verantwortung für die Betreuung und Unterstützung hinsichtlich des Konsolidierungssystems, für den konzerneinheitlichen Kontenrahmen und für die Durchführung der zentralen Konsolidierungsmaßnahmen bei der E.ON SE. Einzelne Prozesse, die indirekten Einfluss auf die Rechnungslegung haben – wie zum Beispiel die Personalverwaltung –, sind bei einigen Einheiten bei internen Dienstleistern (Shared Service Centern) konzentriert. Darüber hinaus haben wir Ende 2012 ein Center of Competence Konsolidierung an einem Standort in Deutschland und ein Business Service Center in Rumänien in Betrieb genommen.

Für die in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften gilt eine einheitliche Richtlinie zur Bilanzierung und Berichterstattung für die Konzernjahres- und -quartalsabschlüsse. Diese umfasst eine Beschreibung der allgemeinen Konsolidierungsprozesse des E.ON-Konzerns sowie die anzuwendenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze in Übereinstimmung mit IFRS. Hier werden auch für unser Unternehmen typische

Rechnungslegungsvorschriften – wie zum Beispiel zu den Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich und zur Behandlung regulatorischer Verpflichtungen – erläutert. Darüber hinaus gilt ein verbindlicher Abschlussterminkalender.

Weitere Informationen mit Relevanz für die Rechnungslegung und Abschlusserstellung werden im Rahmen der Abschlussprozesse qualitativ und quantitativ zusammengetragen. Darüber hinaus werden relevante Informationen regelmäßig in festgelegten Prozessen mit allen relevanten Fachbereichen diskutiert und zur Sicherstellung der Vollständigkeit im Rahmen der Qualitätssicherung erfasst.

Der Jahresabschluss der E.ON SE wird ebenfalls mithilfe einer SAP-Software erstellt. Die laufende Buchhaltung und die Erstellung des Jahresabschlusses sind in funktionale Prozessschritte gegliedert. In alle Prozesse sind entweder automatisierte oder manuelle Kontrollen integriert. Die organisatorischen Regelungen stellen sicher, dass alle Geschäftsvorfälle und die Jahresabschlusserstellung vollständig, zeitnah, richtig und periodengerecht erfasst, verarbeitet und dokumentiert werden. Unter Berücksichtigung erforderlicher IFRS-Anpassungsbuchungen werden die relevanten Daten aus dem Einzelabschluss der E.ON SE mit SAP-gestützter Übertragungstechnik in das Konzern-Konsolidierungssystem übergeben.

Die nachfolgenden Erläuterungen zum internen Kontrollsystem und zu den allgemeinen IT-Kontrollen gelten gleichermaßen für den Konzern- wie für den Einzelabschluss.

### Internes Kontroll- und Risikomanagementsystem

Interne Kontrollen sind bei E.ON integraler Bestandteil der Rechnungslegungsprozesse. In einem konzernweit einheitlichen Rahmenwerk – Internal\_Controls@E.ON – haben wir Dokumentationsanforderungen und Verfahren für den Prozess der Finanzberichterstattung definiert. Dies umfasst den Geltungsbereich, Dokumentations- und Bewertungsstandards, einen Katalog der IKS-Prinzipien, einen Risikokatalog (generisches Modell), die Testaktivitäten der internen Revision und den abschließenden Freizeichnungsprozess. Die Einhaltung dieser Regelungen soll wesentliche Falschdarstellungen im Konzernabschluss, im zusammengefassten Lagebericht und in den Zwischenberichten aufgrund von Fehlern oder Betrug mit hinreichender Sicherheit verhindern.

## COSO-Modell

Unser internes Kontrollsystem basiert auf dem weltweit anerkannten COSO-Modell (COSO: The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). Der zentrale Risikokatalog (generisches Modell), in den unternehmens- und branchenspezifische Aspekte eingeflossen sind, definiert mögliche Risiken für die Rechnungslegung (Finanzberichterstattung) in den betrieblichen Funktionsbereichen und dient damit als Checkliste und Orientierungshilfe bei der Dokumentation.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des internen Kontrollsystems ist der Katalog der IKS-Prinzipien, welcher als Grundlage für ein funktionierendes internes Kontrollsystem dient. Dieser Katalog umfasst übergeordnete Kontrollen zur Abdeckung von potenziellen Risiken in verschiedenen Themenkomplexen und Prozessen, wie zum Beispiel Finanzpublizität, Corporate Responsibility, Betrug, Kommunikationsprozess, Planung und Budgetierung, Investitionscontrolling und interne Revision.

## Zentrales Dokumentationssystem

Die Gesellschaften im Geltungsbereich nutzen ein zentrales Dokumentationssystem, um die wesentlichen Kontrollen zu dokumentieren. In diesem System sind der Geltungsbereich, detaillierte Dokumentationsanforderungen, Vorgaben für die Durchführung der Bewertung durch die Verantwortlichen und der finale Freizeichnungsprozess definiert.

## Geltungsbereich

In einem jährlich durchgeführten mehrstufigen Prozess wird anhand von qualitativen Kriterien und quantitativen Wesentlichkeitsaspekten festgelegt, welche Konzerngesellschaften Prozesse und Kontrollen der Finanzberichterstattung entsprechend dokumentieren und bewerten müssen. Die Auswahl basiert auf vorher festgelegten Positionen der Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung beziehungsweise Anhangangaben einer Gesellschaft aus dem Vorjahres-Konzernabschluss.

## Bewertung

Nachdem die Prozesse und Kontrollen in den Gesellschaften dokumentiert wurden, müssen die Verantwortlichen jährlich eine Bewertung des Designs und der operativen Effektivität der Prozesse inklusive der prozessinhärenten Kontrollen durchführen.

## Testen durch die interne Revision

Das Management einer Gesellschaft stützt sich neben der Bewertung der Prozessverantwortlichen in einer Gesellschaft auf die Überwachung des internen Kontrollsystems durch die interne Revision, die ein wesentlicher Bestandteil des Prozesses ist. Sie prüft im Rahmen einer risikoorientierten

Prüfungsplanung das interne Kontrollsystem des Konzerns und identifiziert gegebenenfalls Schwachstellen. Auf Basis der eigenen Bewertung und der Prüfungsfeststellungen führt das lokale Management die finale Freizeichnung durch.

Nach einer Vorbewertung der Prozesse und Kontrollen durch die Verantwortlichen und die interne Revision erfolgt in den globalen und regionalen Einheiten ein zweiter, qualitätssichernder Bewertungsprozess durch eigene Gremien oder durch die direkte Einbeziehung des Managements, bevor eine finale Meldung an die E.ON SE erfolgt.

## Freizeichnungsprozess

Der interne Beurteilungsprozess schließt mit einer formalen schriftlichen Wirksamkeitsbestätigung (Freizeichnung). Der Freizeichnungsprozess wird auf allen Ebenen des Konzerns durchgeführt, bevor er von Verantwortlichen der Einheiten und final durch die E.ON SE durchgeführt wird. Somit sind alle Hierarchieebenen des Konzerns formal einbezogen. Die finale Freizeichnung der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Finanzberichterstattung der E.ON SE wird durch den Vorstandsvorsitzenden und den Finanzvorstand der E.ON SE durchgeführt.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats der E.ON SE wird regelmäßig durch die interne Revision über das interne Kontrollsystem der Finanzberichterstattung und gegebenenfalls über identifizierte wesentliche Schwachstellen in den zugrunde liegenden Prozessen im E.ON-Konzern informiert.

## Allgemeine IT-Kontrollen

Die Wirksamkeit der automatisierten Kontrollen in den Standardsystemen der Finanzbuchhaltung und den wesentlichen zusätzlichen Applikationen hängt maßgeblich von einem ordnungsgemäßen IT-Betrieb ab. Dementsprechend sind in unserem Dokumentationssystem Kontrollen für den IT-Bereich hinterlegt. Diese Kontrollen beziehen sich im Wesentlichen auf die Sicherstellung der IT-technischen Zugriffsbeschränkung von Systemen und Programmen, die Sicherung des operativen IT-Tagesbetriebs (zum Beispiel Notfalleingriffe) sowie auf die Programmänderungsverfahren. Darüber hinaus wird das zentrale Konsolidierungssystem bei der E.ON SE gepflegt. Ferner werden im E.ON-Konzern übergreifend IT-Dienstleistungen für die Mehrheit der Einheiten von unserer Konzerngesellschaft E.ON IT und externen Dienstleistern erbracht.

**Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB****Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals**

Das Grundkapital beträgt 2.001.000.000,00 € und ist eingeteilt in 2.001.000.000 Stück auf den Namen lautende Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag). Jede Aktie gewährt gleiche Rechte und eine Stimme in der Hauptversammlung.

**Beschränkungen, die Stimmrechte oder die Übertragung von Aktien betreffen**

Soweit Mitarbeiter im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms bezuschusste Mitarbeiteraktien erworben haben, unterliegen diese einer Sperrfrist, die am Tag der Einbuchung der Aktien beginnt und jeweils am 31. Dezember des übernächsten Kalenderjahres endet. Vor Ablauf dieser Sperrfrist dürfen die so übertragenen Aktien von den Mitarbeitern grundsätzlich nicht veräußert werden.

Darüber hinaus stehen der Gesellschaft nach § 71b des Aktiengesetzes keine Rechte aus eigenen Aktien und damit auch keine Stimmrechte zu.

**Gesetzliche Vorschriften und Bestimmungen der Satzung über die Ernennung und Abberufung von Vorstandsmitgliedern und Änderungen der Satzung**

Der Vorstand der Gesellschaft besteht nach der Satzung der Gesellschaft aus mindestens zwei Mitgliedern. Die Bestimmung der Anzahl der Mitglieder, ihre Bestellung und Abberufung erfolgen durch den Aufsichtsrat.

Vorstandsmitglieder bestellt der Aufsichtsrat auf höchstens fünf Jahre; eine wiederholte Bestellung oder Verlängerung der Amtszeit, jeweils für höchstens fünf Jahre, ist zulässig. Werden mehrere Personen zu Vorstandsmitgliedern bestellt, so kann der Aufsichtsrat ein Mitglied zum Vorsitzenden des Vorstands ernennen. Fehlt ein erforderliches Vorstandsmitglied, so hat in dringenden Fällen das Gericht auf Antrag eines Beteiligten das Mitglied zu bestellen. Der Aufsichtsrat kann die Bestellung zum Vorstandsmitglied und die Ernennung zum Vorsitzenden des Vorstands widerrufen, wenn ein wichtiger Grund vorliegt (vergleiche im Einzelnen §§ 84, 85 des Aktiengesetzes).

Die Beschlüsse der Hauptversammlung werden mit Mehrheit der abgegebenen gültigen Stimmen gefasst, falls nicht zwingende Rechtsvorschriften oder die Satzung etwas anderes bestimmen. Für Satzungsänderungen bedarf es, soweit nicht

zwingende gesetzliche Vorschriften eine andere Mehrheit vorschreiben, einer Mehrheit von zwei Dritteln der abgegebenen Stimmen beziehungsweise sofern mindestens die Hälfte des Grundkapitals vertreten ist, der einfachen Mehrheit der abgegebenen Stimmen.

Der Aufsichtsrat ist ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung betreffen (§ 10. Abs. 7 der Satzung der Gesellschaft). Er ist ferner ermächtigt, die Fassung des § 3 der Satzung bei Ausnutzung des genehmigten oder bedingten Kapitals anzupassen.

**Befugnisse des Vorstands, Aktien auszugeben oder zurückzukaufen**

Der Vorstand ist gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 bis zum 2. Mai 2017 ermächtigt, eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen.

Der Erwerb erfolgt nach Wahl des Vorstands

- über die Börse,
- mittels eines an alle Aktionäre gerichteten öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots,
- mittels eines öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots auf Tausch von liquiden Aktien, die zum Handel an einem organisierten Markt im Sinne des Wertpapiererwerbs- und -übernahmegesetzes zugelassen sind, gegen Aktien der Gesellschaft oder
- durch Einsatz von Derivaten (Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden).

Die Ermächtigungen können einmal oder mehrmals, ganz oder in Teilbeträgen, in Verfolgung eines oder mehrerer Zwecke durch die Gesellschaft, aber auch durch Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder der Konzernunternehmen ausgeübt werden.

Der Vorstand ist darüber hinaus ermächtigt, Aktien der Gesellschaft, die aufgrund der vorab beschriebenen Ermächtigung und/oder aufgrund vorangegangener Hauptversammlungs-ermächtigungen erworben werden beziehungsweise wurden, mit Zustimmung des Aufsichtsrats – neben der Veräußerung über die Börse oder durch Angebot mit Bezugsrecht an alle Aktionäre – unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre wie folgt zu verwenden:

- Veräußerung gegen Barleistung
- Veräußerung gegen Sachleistung
- Erfüllung der Rechte von Gläubigern von durch die Gesellschaft oder ihre Konzerngesellschaften ausgegebenen Schuldverschreibungen mit Wandel- oder Optionsrechten beziehungsweise Wandlungspflichten
- Erwerbsangebot an und Übertragung auf Personen, die in einem Arbeitsverhältnis zu der Gesellschaft oder einem mit ihr verbundenen Unternehmen stehen oder standen

Die Ermächtigungen können einmal oder mehrmals, ganz oder in Teilbeträgen, einzeln oder gemeinsam durch die Gesellschaft, aber auch durch Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder der Konzernunternehmen ausgeübt werden.

Der Vorstand wird ferner ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf.

Der Vorstand wird die Hauptversammlung über die Gründe und den Zweck des Erwerbs eigener Aktien, über die Zahl der erworbenen Aktien und den auf sie entfallenden Betrag des Grundkapitals, über deren Anteil am Grundkapital sowie über den Gegenwert der Aktien jeweils unterrichten.

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 2. Mai 2017 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder

Sacheinlagen mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre zu erhöhen, jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 das genehmigte Kapital gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch vorhanden ist (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden.

Auf der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 wurde eine bis zum 2. Mai 2017 befristete bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszu-schließen – von 175 Mio € beschlossen. Die bedingte Kapital-erhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie die Inhaber von Options- oder Wandlungsrechten beziehungsweise die zur Wandlung Verpflichteten aus Options- oder Wandelanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen, die von der E.ON SE oder einer Konzerngesellschaft der E.ON SE im Sinne von § 18 AktG ausgegeben beziehungsweise garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungs-rechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung ver-pflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung erfüllen, soweit nicht ein Barausgleich gewährt oder eigene Aktien oder Aktien einer anderen börsennotierten Gesellschaft zur Bedienung eingesetzt werden. Diese bedingte Kapitalerhöhung gilt jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirk-samwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europä-ische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 die bedingte Kapitalerhöhung gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch nicht durchgeführt ist. Das bedingte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

### Wesentliche Vereinbarungen der Gesellschaft, die unter der Bedingung eines Kontrollwechsels infolge eines Übernahmeangebots stehen

Aus der Ministererlaubnis des deutschen Bundesministers für Wirtschaft und Technologie vom 5. Juli beziehungsweise 18. September 2002 zu den Zusammenschlussvorhaben E.ON/Gelsenberg und E.ON/Bergemann ergibt sich folgende Auflage: E.ON hat auf Verlangen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie sämtliche von ihr oder von verbundenen Unternehmen gehaltenen Aktien der Ruhrgas AG an einen Dritten zu veräußern, wenn ein anderes Unternehmen eine Stimmrechts- oder Kapitalmehrheit an E.ON erwirbt und der Erwerber begründeten Anlass zur Besorgnis gibt, dass energiepolitische Interessen der Bundesrepublik Deutschland beeinträchtigt werden. Der Erwerber der Ruhrgas-Aktien bedarf der Einwilligung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; sie darf nur versagt werden, wenn der Erwerber begründeten Anlass zur Besorgnis gibt, dass energiepolitische Interessen der Bundesrepublik Deutschland beeinträchtigt werden. Diese Verpflichtung gilt für einen Zeitraum von zehn Jahren nach Vollzug der Zusammenschlüsse.

Das seit 2007 neu aufgenommene Fremdkapital enthält in der Regel eine Change-of-Control-Klausel, die ein Kündigungsrecht des Gläubigers vorsieht. Dies betrifft unter anderem Anleihen, die von der E.ON International Finance B.V. unter

Garantie der E.ON SE begeben wurden, von der E.ON SE begebene Schuldscheindarlehen sowie weitere Instrumente wie zum Beispiel Kreditverträge. Die Einräumung des Change-of-Control-Rechtes für Gläubiger hat sich als Teil guter Corporate Governance zum Marktstandard entwickelt. Weitere Informationen zu Finanzverbindlichkeiten finden Sie im zusammengefassten Lagebericht im Kapitel Finanzlage und in der Textziffer 26 des Anhangs.

### Entschädigungsvereinbarungen der Gesellschaft, die für den Fall eines Übernahmeangebots mit den Mitgliedern des Vorstands oder Arbeitnehmern getroffen sind

Die Mitglieder des Vorstands haben im Fall des vorzeitigen Verlusts der Vorstandsposition aufgrund eines Kontrollwechsels einen dienstvertraglichen Anspruch auf Zahlung von Abgeltungs- und Abfindungsleistungen (vergleiche die ausführliche Darstellung im Vergütungsbericht).

Im Falle eines Kontrollwechsels erfolgt ferner eine vorzeitige Abrechnung von Performance-Rechten im Rahmen des E.ON Share Performance Plans.

## Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB

### Erklärung von Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE gemäß § 161 des Aktiengesetzes zum Deutschen Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat erklären, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 15. Mai 2012) mit Ausnahme der Empfehlung in Ziffer 4.2.3 Abs. 3 Satz 3 Deutscher Corporate Governance Kodex (DCGK) entsprochen wird.

Vorstand und Aufsichtsrat erklären weiter, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 26. Mai 2010) seit Abgabe der letzten Erklärung am 12. Dezember 2011 bis zur Aktualisierung der Entsprechenserklärung am 13. März 2012 mit Ausnahme der Empfehlung in Ziffer 5.4.6 Abs. 2 Satz 1 DCGK und seither zusätzlich mit Ausnahme der Empfehlung in Ziffer 4.2.3 Abs. 3 Satz 3 DCGK entsprochen wurde.

Zur Abweichung von der Empfehlung in Ziffer 4.2.3 Abs. 3 Satz 3 DCGK: Gemäß Ziffer 4.2.3 Abs. 3 Satz 3 DCGK soll bei der Vergütung des Vorstands eine nachträgliche Änderung der Erfolgsziele oder der Vergleichsparameter ausgeschlossen sein. Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hat im März 2012 entschieden, in den Bedingungen der 2011 ausgegebenen sechsten Tranche des E.ON Share Performance Plans den Zuschlag auf die durchschnittlichen gewichteten jährlichen Kapitalkosten (WACC) abzusenken. Der Hintergrund für diese Änderung ist, dass sich die längerfristige Renditeerwartung des Konzerns infolge des von der Bundesregierung beschlossenen Kernenergieausstiegs und sonstiger regulatorischer Eingriffe sowie aufgrund einer nachhaltigen Verschlechterung der allgemeinen Rahmenbedingungen deutlich vermindert hat im Vergleich zu der Erwartung, von der der Aufsichtsrat bei der Beschlussfassung über die Zuteilung im März 2011 ausgegangen war. Die Erreichung der Performance-Hürde für die sechste Tranche ist aufgrund dieser nachträglichen und nicht vorhersehbaren Entwicklung deutlich unwahrscheinlicher geworden. Durch die Absenkung der Performance-Hürde soll die der ursprünglichen Absicht des Aufsichtsrats entsprechende Anreizwirkung des Plans aufrechterhalten werden.

Zur Abweichung von Ziffer 5.4.6 Abs. 2 Satz 1 DCGK: Gemäß Ziffer 5.4.6 Abs. 2 Satz 1 DCGK in der Fassung vom 26. Mai 2010 sollen die Mitglieder des Aufsichtsrats neben einer festen eine erfolgsorientierte Vergütung erhalten. Die Hauptversammlung der Gesellschaft hat im Mai 2011 entschieden, die Vergütung des Aufsichtsrats auf eine reine Festvergütung umzustellen und insoweit die Satzung der Gesellschaft zu ändern.

Diese Regelung findet erstmals für das Geschäftsjahr 2011 Anwendung. Auf eine erfolgsabhängige Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsrats wird verzichtet, um die Unabhängigkeit des Aufsichtsrats weiter zu stärken. Zudem trägt die Satzungsregelung der aktuellen Entwicklung in der Corporate-Governance-Diskussion Rechnung. Mit der Neufassung des DCGK am 15. Mai 2012 ist diese Empfehlung entfallen, sodass nach der neuen Fassung des DCGK keine Abweichung mehr erklärt werden muss.

Düsseldorf, den 10. Dezember 2012

Für den Aufsichtsrat der E.ON SE:  
gez. Werner Wenning  
(Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE)

Für den Vorstand der E.ON SE:  
gez. Dr. Johannes Teysen  
(Vorsitzender des Vorstands der E.ON SE)

Diese Erklärung ist den Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft unter [www.eon.com](http://www.eon.com) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

### Relevante Angaben zu Unternehmensführungspraktiken Corporate Governance

Am 15. November 2012 wurde die E.ON AG in die europäische Rechtsform der Europäischen Gesellschaft (Societas Europaea, SE) umgewandelt. Dadurch wird die Corporate Governance der Gesellschaft gestärkt und die Effizienz und Effektivität der Aufsichtsratsarbeit erhöht. Die Verkleinerung des Aufsichtsrats auf zwölf Mitglieder unter Beibehaltung der paritätischen Besetzung aus Vertretern der Anteilseigner und der Arbeitnehmer leistet dazu einen wesentlichen Beitrag.

Gute Corporate Governance ist bei E.ON die zentrale Grundlage für eine verantwortungsvolle und wertorientierte Unternehmensführung, die effiziente Zusammenarbeit von Vorstand und Aufsichtsrat, Transparenz in der Berichterstattung sowie ein angemessenes Risikomanagement.

Vorstand und Aufsichtsrat haben sich im abgelaufenen Geschäftsjahr intensiv mit der Einhaltung der Empfehlungen und Anregungen des Deutschen Corporate Governance Kodex befasst. Dabei wurde festgestellt, dass mit der in der nebenstehenden Erklärung beschriebenen Ausnahme alle Empfehlungen vollständig und auch nahezu alle Anregungen des Kodex bei E.ON eingehalten werden.



### Transparente Unternehmensführung

Transparenz der Unternehmensführung hat für den Vorstand und den Aufsichtsrat der E.ON SE einen hohen Stellenwert. Unsere Aktionäre, alle Teilnehmer am Kapitalmarkt, Finanzanalysten, Aktionärsvereinigungen sowie die Medien werden regelmäßig und aktuell über die Lage sowie über wesentliche geschäftliche Veränderungen des Unternehmens informiert. Zur umfassenden, gleichberechtigten und zeitnahen Information nutzen wir hauptsächlich das Internet.

Die Berichterstattung über die Lage und die Ergebnisse der E.ON SE erfolgt durch

- Zwischenberichte,
- den Geschäftsbericht,
- Bilanzpressekonferenzen,
- Pressemeldungen,
- Telefonkonferenzen, jeweils mit Veröffentlichung der Quartalsergebnisse beziehungsweise des Jahresergebnisses sowie
- zahlreiche Veranstaltungen mit Finanzanalysten im In- und Ausland.

Die Termine der regelmäßigen Finanzberichterstattung sind im Finanzkalender zusammengefasst.

Wenn außerhalb der regelmäßigen Berichterstattung bei der E.ON SE Tatsachen eintreten, die geeignet sind, den Börsenkurs der E.ON-Aktie erheblich zu beeinflussen, werden diese durch Ad-hoc-Mitteilungen bekannt gemacht.

Der Finanzkalender und die Ad-hoc-Mitteilungen stehen im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) zur Verfügung.

### Directors' Dealings

Personen mit Führungsaufgaben, insbesondere Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON SE, sowie mit diesen in einer engen Beziehung stehende Personen sind gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz verpflichtet, Geschäfte mit Aktien der E.ON SE oder sich darauf beziehenden Finanzinstrumenten offenzulegen. Mitteilungen über entsprechende Geschäfte im Jahr 2012 haben wir im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht. Mitteilungspflichtiger Besitz nach Ziffer 6.6 des Deutschen Corporate Governance Kodex lag zum 31. Dezember 2012 nicht vor.

### Integrität

Integrität und rechtmäßiges Verhalten bestimmen unser Handeln. Grundlage hierfür ist der vom Vorstand beschlossene Verhaltenskodex, der die Bindung aller Mitarbeiter an die gesetzlichen Vorschriften und die internen Richtlinien betont. Geregelt wird der Umgang mit Geschäftspartnern, Dritten und

staatlichen Stellen, insbesondere im Hinblick auf die Beachtung des Kartellrechts, die Gewährung und Annahme von Zuwendungen, die Einschaltung von Vermittlern und die Auswahl von Lieferanten und Anbietern von Dienstleistungen. Weitere Vorschriften betreffen unter anderem die Vermeidung von Interessenkonflikten (zum Beispiel Wettbewerbsverbot, Nebentätigkeiten, finanzielle Beteiligungen), den Umgang mit Informationen sowie mit Eigentum und Ressourcen des Unternehmens. Die Regelungen zur Compliance-Organisation gewährleisten die Aufklärung, Bewertung, Abstellung und Sanktionierung von gemeldeten Regelverstößen durch die jeweils zuständigen Compliance Officer und den Chief Compliance Officer des E.ON-Konzerns. Über Verstöße gegen den Verhaltenskodex kann auch anonym, zum Beispiel durch eine Whistleblower-Meldung, informiert werden. Der Verhaltenskodex ist auf [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht.

### Beschreibung der Arbeitsweise von Vorstand und Aufsichtsrat sowie der Zusammensetzung und Arbeitsweise ihrer Ausschüsse

#### Der Vorstand

Der Vorstand der E.ON SE führt die Geschäfte der Gesellschaft in gemeinschaftlicher Verantwortung aller seiner Mitglieder. Er bestimmt die unternehmerischen Ziele des Gesamtkonzerns, seine grundsätzliche strategische Ausrichtung, die Unternehmenspolitik und die Konzernorganisation.

Der Vorstand besteht aus sechs Mitgliedern und hat einen Vorsitzenden. Mitglieder des Vorstands dürfen nicht älter als 65 Jahre sein. Er hat sich eine Geschäftsordnung gegeben und über seine Geschäftsverteilung in Abstimmung mit dem Aufsichtsrat beschlossen.

Der Vorstand informiert den Aufsichtsrat regelmäßig, zeitnah und umfassend über alle für das Unternehmen relevanten Fragen der Strategie, der Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage, des Risikomanagements und der Compliance. Er legt dem Aufsichtsrat außerdem jeweils in der letzten Sitzung eines Geschäftsjahres die Konzerninvestitions-, Finanz- und Personalplanung für das kommende Geschäftsjahr sowie die Mittelfristplanung vor.

Über wichtige Ereignisse, die für die Beurteilung der Lage und der Entwicklung oder für die Leitung des Unternehmens von wesentlicher Bedeutung sind, sowie über etwaige auftretende Mängel in den Überwachungssystemen unterrichtet der Vorsitzende des Vorstands den Aufsichtsratsvorsitzenden unverzüglich. Geschäfte und Maßnahmen, die der Zustimmung des Aufsichtsrats bedürfen, werden dem Aufsichtsrat rechtzeitig vorgelegt.

Die Vorstandsmitglieder sind verpflichtet, Interessenkonflikte dem Präsidialausschuss des Aufsichtsrats gegenüber unverzüglich offenzulegen und die anderen Vorstandsmitglieder hierüber zu informieren. Vorstandsmitglieder dürfen Nebentätigkeiten, insbesondere Aufsichtsratsmandate in konzernfremden Gesellschaften, nur mit Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats übernehmen. Im abgelaufenen Geschäftsjahr ist es nicht zu Interessenkonflikten bei Vorstandsmitgliedern der E.ON SE gekommen. Wesentliche Geschäfte zwischen dem Unternehmen einerseits und den Vorstandsmitgliedern sowie ihnen nahestehenden Personen oder ihnen persönlich nahestehenden Unternehmungen andererseits bedürfen der Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Weiterhin hat der Vorstand verschiedene Gremien eingerichtet, die ihn bei seinen Aufgaben beratend unterstützen. Diese Gremien setzen sich aus hochrangigen Vertretern verschiedener Fachbereiche zusammen, die aufgrund ihrer Erfahrung, Verantwortlichkeit und Kompetenz für die jeweiligen Aufgaben besonders geeignet sind.

In Fragen der Veröffentlichung von finanzmarktrelevanten Informationen wird der Vorstand von einem Gremium (dem sogenannten Disclosure Committee) unterstützt, das die inhaltlich korrekte und zeitnahe Veröffentlichung aller entsprechenden Informationen sicherstellt.

Darüber hinaus existiert ein Risikokomitee, das die korrekte Anwendung und Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen des § 91 AktG sicherstellt. Das Gremium überwacht die Risikosituation des E.ON-Konzerns und legt spezifischen Fokus auf die Früherkennung von Entwicklungen, die potenziell den Fortbestand des Unternehmens gefährden könnten. Das Gremium stellt in Zusammenarbeit mit den relevanten Abteilungen sicher, dass die vom E.ON-Vorstand beschlossenen Richtlinien in Bezug auf die Commodity- und Kreditrisiken sowie das Chancen- und Risikomanagementsystem (KonTraG) eingehalten beziehungsweise weiterentwickelt werden.

Das Marktkomitee des E.ON-Konzerns stellt sicher, dass in Fragen der Marktentwicklung und des Portfoliomanagements im Commodity-Bereich (zum Beispiel Strom, Gas, Kohle etc.) frühzeitig klare und eindeutige Richtlinien und Verantwortlichkeiten für das Portfoliomanagement über alle Unternehmensbereiche hinweg eingeführt beziehungsweise identifiziert und angewendet werden. Das Marktkomitee steuert damit das Risikoertragsprofil des E.ON Commodity-Portfolios unter ständiger Berücksichtigung der strategischen und finanziellen Ziele des E.ON-Konzerns.

## Der Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat der E.ON SE hat 12 Mitglieder und setzt sich nach den Vorgaben der Satzung der Gesellschaft zu gleichen Teilen aus Anteilseigner- und Arbeitnehmervertretern zusammen. Die Vertreter der Anteilseigner werden von der Hauptversammlung gewählt; hierfür unterbreitet der Aufsichtsrat Wahlvorschläge. Die sechs weiteren Mitglieder des Aufsichtsrats werden gemäß der Vereinbarung über die Beteiligung der Arbeitnehmer in der E.ON SE durch den SE-Betriebsrat bestellt, wobei die Sitze auf mindestens drei verschiedene Länder verteilt werden und ein Mitglied auf Vorschlag einer deutschen Gewerkschaft bestimmt wird. Mitglied des Aufsichtsrats kann nicht sein, wer

- bereits in zehn Handelsgesellschaften, die gesetzlich einen Aufsichtsrat zu bilden haben, Aufsichtsratsmitglied ist,
- gesetzlicher Vertreter eines von der Gesellschaft abhängigen Unternehmens ist,
- gesetzlicher Vertreter einer anderen Kapitalgesellschaft ist, deren Aufsichtsrat ein Vorstandsmitglied der Gesellschaft angehört oder
- in den letzten zwei Jahren Vorstandsmitglied der Gesellschaft war, es sei denn, seine Wahl erfolgt auf Vorschlag von Aktionären, die mehr als 25 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten.

Mindestens ein unabhängiges Mitglied des Aufsichtsrats muss über Sachverstand auf den Gebieten Rechnungslegung oder Abschlussprüfung verfügen. Der Aufsichtsrat hat festgestellt, dass die Herren Werner Wenning und Dr. Theo Siegert diese Voraussetzung erfüllen.

Der Aufsichtsrat überwacht kontinuierlich die Geschäftsführung und begleitet den Vorstand beratend. Bei grundlegenden Geschäften und Maßnahmen bedarf der Vorstand der Zustimmung des Aufsichtsrats. Hierzu zählen beispielsweise die Investitions-, Finanz- und Personalplanung für den Konzern, der Erwerb und die Veräußerung von Unternehmen oder Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt, sowie Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 5 Prozent des Eigenkapitals der Konzernbilanz übersteigt und die nicht durch Beschlüsse zu Finanzplänen gedeckt sind, sowie der Abschluss, die Änderung und die Aufhebung von Unternehmensverträgen. Der Aufsichtsrat prüft den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns sowie den Konzernabschluss und

Konzernlagebericht auf Grundlage des vorbereitenden Berichts des Prüfungs- und Risikoausschusses. Über das Ergebnis der Prüfung berichtet der Aufsichtsrat schriftlich an die Hauptversammlung.

Der Aufsichtsrat hat sich eine Geschäftsordnung gegeben. In jedem Geschäftsjahr finden vier ordentliche Aufsichtsrats-sitzungen statt. Daneben kann im Bedarfsfall und auf Grundlage der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats jederzeit auf Antrag eines Mitglieds oder des Vorstands eine Sitzung des Aufsichtsrats oder seiner Ausschüsse einberufen werden. Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat gibt bei Stimmengleichheit die Stimme des Vorsitzenden des Aufsichtsrats den Ausschlag.

Im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex hat der Aufsichtsrat im Dezember 2012 Ziele für seine Zusammensetzung beschlossen, die über die ausdrücklichen gesetzlichen Regelungen hinaus wie folgt lauten:

*„Der Aufsichtsrat ist so zusammenzusetzen, dass seine Mitglieder insgesamt über die zur ordnungsgemäßen Wahrnehmung der Aufgaben erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen. Jedes Mitglied des Aufsichtsrats muss diejenigen Mindestkenntnisse und -fähigkeiten besitzen oder sich aneignen, die es braucht, um alle in der Regel anfallenden Geschäftsvorgänge auch ohne fremde Hilfe verstehen und beurteilen zu können. Dem Aufsichtsrat soll eine angemessene Zahl unabhängiger Kandidaten angehören, wobei ein Mitglied als unabhängig anzusehen ist, wenn es in keiner persönlichen oder 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. Die angemessene Zahl unabhängiger Mitglieder wird bei einer Gesamtzahl von zwölf Aufsichtsratsmitgliedern, von denen zehn unabhängig sein sollen, erreicht. Dabei werden die Vertreter der Arbeitnehmer grundsätzlich als unabhängig angesehen. Dem Aufsichtsrat sollen nicht mehr als zwei ehemalige Vorstandsmitglieder angehören und die Mitglieder des Aufsichtsrats sollen keine Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern des Unternehmens wahrnehmen.*

*Jedem Aufsichtsratsmitglied muss für die Wahrnehmung seiner Mandate genügend Zeit zur Verfügung stehen. Wer dem Vorstand einer börsennotierten Gesellschaft angehört, soll daher nur Mitglied im Aufsichtsrat von E.ON sein oder bleiben, wenn er nicht mehr als drei Aufsichtsratsmandate in konzernexternen börsennotierten Gesellschaften oder in vergleichbaren konzernexternen Aufsichtsgremien wahrnimmt.*

*Die Mitglieder des Aufsichtsrats sollen bei der Wahl in der Regel nicht älter als 70 Jahre sein.*

*Wesentliche Aufgabe des Aufsichtsrats ist die Überwachung des Vorstands und dessen Beratung. Vor diesem Hintergrund sollten die Vertreter der Anteilseigner im Aufsichtsrat mehrheitlich über Erfahrungen als Mitglied des Vorstands einer Aktiengesellschaft oder vergleichbarer Unternehmen oder Verbände verfügen, um die Aufgaben in qualifizierter Weise wahrnehmen zu können.*

*Darüber hinaus sollte der Aufsichtsrat insgesamt über ein besonderes Verständnis für die Energiewirtschaft und die geschäftlichen Aktivitäten des E.ON-Konzerns verfügen. Hierzu zählen auch Kenntnisse über die wesentlichen Märkte, auf denen der E.ON-Konzern tätig ist.*

*Erfüllen mehrere Kandidatinnen und Kandidaten für den Aufsichtsrat die allgemeinen und unternehmensspezifischen Qualifikationsanforderungen in gleicher Weise, beabsichtigt der Aufsichtsrat bei seinem Wahlvorschlag auch die Berücksichtigung weiterer Kriterien, um die Vielfalt (Diversity) des Aufsichtsrats zu vergrößern.*

*Mit Blick auf die internationale Ausrichtung des E.ON-Konzerns soll darauf geachtet werden, dass dem Aufsichtsrat eine ausreichende Anzahl an Mitgliedern angehört, die einen wesentlichen Teil ihrer beruflichen Tätigkeit im Ausland verbracht haben.*

*Der Aufsichtsrat der E.ON AG hatte sich bei der erstmaligen Zielsetzung vom 13. Dezember 2010 insgesamt das Ziel gesetzt, die Anzahl von Frauen im Aufsichtsrat kontinuierlich zu erhöhen. Damals waren zwei Frauen im Aufsichtsrat vertreten, je eine auf der Anteilseigner- und Arbeitnehmerseite. Nach der Wahl einer weiteren Frau aufseiten der Anteilseigner im Jahr 2011 in den Aufsichtsrat sowie mit der Umwandlung in eine Societas Europaea (SE) und der damit einhergehenden Verkleinerung des Aufsichtsrats auf zwölf Mitglieder wird die ursprüngliche Zielsetzung einer Verdoppelung mit der Aufsichtsratswahl im Mai 2013 schon jetzt erreicht, da der Anteil von Frauen schon heute 25 Prozent beträgt. Auch an der ursprünglichen Zielsetzung, zur übernächsten Aufsichtsratswahl im Jahr 2018 den Anteil auf 30 Prozent Frauen zu erhöhen, halten wir fest.“*

Die im Dezember 2010 beschlossenen Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats wurden vom Nominierungsausschuss im Zuge der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) bei den Vorschlägen für die Wahl der sechs Aufsichtsratsmitglieder der Anteilseigner auf der ordentlichen Hauptversammlung im Jahr 2012 berücksichtigt. Im Rahmen der Umwandlung sind die vorgeschlagenen Kandidaten Baroness Denise Kingsmill, Frau Dr. Karen de Segundo sowie die Herren Werner Wenning, Prof. Dr. Ulrich Lehner, René Obermann und Dr. Theo Siegert bestellt worden. Die im Dezember 2012 neu beschlossenen Aufsichtsratsziele werden bei den Vorschlägen für die anstehenden Neuwahlen der Anteilseignervertreter im Mai 2013 berücksichtigt. Bereits mit der heutigen Besetzung des Aufsichtsrats werden die vom Aufsichtsrat festgelegten Zielsetzungen für eine angemessene Anzahl unabhängiger Kandidaten im Aufsichtsrat, unternehmensspezifische Qualifikationsanforderungen und die Anforderungen an Vielfalt (Diversity) erreicht.

Darüber hinaus sind die Aufsichtsratsmitglieder nach der Geschäftsordnung verpflichtet, Interessenkonflikte, insbesondere solche, die aufgrund einer Beratung oder Organfunktion bei Kunden, Lieferanten, Kreditgebern oder sonstigen Dritten entstehen können, dem Aufsichtsrat gegenüber offenzulegen. Der Aufsichtsrat informiert in seinem Bericht an die Hauptversammlung, ob Interessenkonflikte auftraten und wie sie behandelt wurden. Wesentliche und nicht nur vorübergehende Interessenkonflikte in der Person eines Aufsichtsratsmitglieds sollen zur Beendigung des Mandats führen. Im Berichtsjahr kam es nicht zu Interessenkonflikten bei Aufsichtsratsmitgliedern der E.ON SE. Berater- und sonstige Dienstleistungs- und Werkverträge eines Aufsichtsratsmitglieds mit der Gesellschaft bedürfen der Zustimmung des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Der Aufsichtsrat hat folgende Ausschüsse eingerichtet und ihnen jeweils eine Geschäftsordnung gegeben:

Der Präsidialausschuss besteht aus vier Mitgliedern, dem Aufsichtsratsvorsitzenden, dessen beiden Stellvertretern und einem weiteren Arbeitnehmervertreter. Er bereitet die Sitzungen des Aufsichtsrats vor und berät den Vorstand in Grundsatzfragen der strategischen Fortentwicklung des Unternehmens. In Eilfällen – wenn eine vorherige erforderliche Beschlussfassung des Aufsichtsrats nicht ohne wesentliche Nachteile für die Gesellschaft abgewartet werden kann – beschließt der

Präsidialausschuss anstelle des Gesamtaufwichtsrats. Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats und die Beschlussfassung über die Festsetzung der jeweiligen Gesamtbezüge des einzelnen Vorstandsmitglieds im Sinne des § 87 AktG vor. Daneben ist er zuständig für den Abschluss, die Änderung und Beendigung der Anstellungsverträge mit den Mitgliedern des Vorstands und für die Unterbreitung eines Vorschlags zur Beschlussfassung des Aufsichtsrats über das Vergütungssystem für den Vorstand sowie seine regelmäßige Überprüfung. Er befasst sich darüber hinaus mit Fragen der Corporate Governance und berichtet dem Aufsichtsrat mindestens einmal jährlich über den Stand, die Effektivität und eventuelle Verbesserungsmöglichkeiten der Corporate Governance des Unternehmens sowie über neue Anforderungen und Entwicklungen auf diesem Gebiet.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss besteht aus vier Mitgliedern, die über besondere Kenntnisse auf dem Gebiet der Rechnungslegung oder der Betriebswirtschaft verfügen sollen. Der Vorsitzende verfügt als unabhängiger Experte – entsprechend den Vorgaben des § 100 Abs. 5 des Aktiengesetzes und des Corporate Governance Kodex – über besondere Kenntnisse und Erfahrungen in der Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen und internen Kontrollverfahren. Der Prüfungs- und Risikoausschuss befasst sich insbesondere mit der Überwachung der Rechnungslegung einschließlich des Rechnungslegungsprozesses, der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems, des internen Risikomanagements und des internen Revisionssystems, der Compliance sowie der Abschlussprüfung. Im Rahmen der Abschlussprüfung umfasst dies ebenfalls die Bestimmung der Prüfungsschwerpunkte und der Honorarvereinbarung mit dem Abschlussprüfer. Ferner bereitet der Ausschuss die Entscheidung des Aufsichtsrats über die Feststellung des Jahresabschlusses und die Billigung des Konzernabschlusses vor. Er prüft darüber hinaus die Quartalsabschlüsse, erörtert den Bericht über die prüferische Durchsicht der Quartalsabschlüsse mit dem Abschlussprüfer und behandelt regelmäßig die Risikolage, die Risikotragfähigkeit und das Risikomanagement der Gesellschaft. Die Wirksamkeit der bei

der E.ON SE und bei den Führungsgesellschaften der Management Units für die Finanzpublizität relevanten Kontrollmechanismen wird regelmäßig durch die interne Revision überprüft, wobei sich der Ausschuss regelmäßig mit der Arbeit der internen Revision sowie der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte befasst. Der Prüfungs- und Risikoausschuss bereitet ferner den Vorschlag des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung zur Wahl des Abschlussprüfers vor. Um dessen Unabhängigkeit zu gewährleisten, holt der Prüfungs- und Risikoausschuss von dem vorgesehenen Abschlussprüfer eine Erklärung über eventuell bestehende Ausschluss- und Befangenheitsgründe ein.

Im Rahmen der Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer wird vereinbart,

- dass der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses über mögliche Ausschluss- und Befangenheitsgründe, die während der Prüfung auftreten, unverzüglich unterrichtet wird, sofern diese nicht unverzüglich beseitigt werden
- dass der Abschlussprüfer über alle für die Aufgaben des Aufsichtsrats wesentlichen Feststellungen und Vorkommnisse, die sich bei der Durchführung der Abschlussprüfung ergeben, unverzüglich berichtet und
- dass der Abschlussprüfer den Vorsitzenden des Prüfungs- und Risikoausschusses informiert beziehungsweise im Prüfungsbericht vermerkt, wenn er bei Durchführung der Abschlussprüfung Tatsachen feststellt, die eine Unrichtigkeit der vom Vorstand und Aufsichtsrat abgegebenen Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex ergeben.

Der Finanz- und Investitionsausschuss setzt sich aus vier Mitgliedern zusammen. Er berät den Vorstand in allen Fragen der Konzernfinanzierung und der Investitionsplanung. Er entscheidet anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zum Erwerb und zur Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert 2,5 Prozent, nicht aber 5 Prozent, des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt. Der Finanz- und Investitionsausschuss entscheidet ferner anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zu Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 5 Prozent,

nicht aber 10 Prozent, des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt und die nicht durch Beschlüsse des Aufsichtsrats zu Finanzplänen gedeckt sind. Überschreitet der Wert der genannten Geschäfte und Maßnahmen 5 beziehungsweise 10 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz, bereitet er die Entscheidung des Aufsichtsrats vor.

Der Nominierungsausschuss besteht aus drei Aufsichtsratsmitgliedern der Anteilseigner. Vorsitzender des Nominierungsausschusses ist der Vorsitzende des Aufsichtsrats. Aufgabe des Nominierungsausschusses ist es, dem Aufsichtsrat unter Berücksichtigung der Ziele des Aufsichtsrats für seine Zusammensetzung Wahlvorschläge an die Hauptversammlung für geeignete Kandidaten zum Aufsichtsrat zu unterbreiten.

Alle Ausschüsse tagen turnusgemäß sowie darüber hinaus bei konkreten Anlässen entsprechend ihrer jeweiligen Zuständigkeit nach der Geschäftsordnung. Angaben zur Tätigkeit des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse im abgelaufenen Geschäftsjahr befinden sich im Bericht des Aufsichtsrats auf den Seiten 4 bis 9. Die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse befindet sich auf den Seiten 208 und 209.

### Aktionäre und Hauptversammlung

Die Aktionäre der E.ON SE nehmen ihre Rechte in der Hauptversammlung wahr und üben dort ihr Stimmrecht aus. Sie werden regelmäßig mit einem Finanzkalender, der im Geschäftsbericht, in den Quartalsberichten sowie im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht wird, über wesentliche Termine informiert.

Die Aktionäre haben die Möglichkeit, ihr Stimmrecht in der Hauptversammlung selbst auszuüben oder durch einen Bevollmächtigten ihrer Wahl oder einen weisungsgebundenen Stimmrechtsvertreter der Gesellschaft ausüben zu lassen.

Die Wahl des Abschlussprüfers erfolgt gemäß den gesetzlichen Bestimmungen durch die Hauptversammlung.



## **Vergütungsbericht gemäß §§ 289 Abs. 2 Nr. 5 beziehungsweise 315 Abs. 2 Nr. 4 HGB**

Dieser Vergütungsbericht stellt die Vergütungssystematik sowie die individuellen Vergütungen für den Aufsichtsrat und den Vorstand der E.ON SE dar. Er berücksichtigt die geltenden Regelungen des Handelsgesetzbuches und des Aktiengesetzes in der Fassung des Gesetzes zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) sowie die Grundsätze des Deutschen Corporate Governance Kodex.

### **Das Vergütungssystem des Aufsichtsrats**

Die Vergütung des Aufsichtsrats wird durch die Hauptversammlung bestimmt und in der Satzung der E.ON SE geregelt. Das Vergütungssystem trägt im Einklang mit den gesetzlichen Vorschriften der Verantwortung und dem Tätigkeitsumfang der Aufsichtsratsmitglieder Rechnung.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten seit dem Geschäftsjahr 2011 ausschließlich eine feste Vergütung. Die Unabhängigkeit des Aufsichtsrats, die zur Wahrnehmung seiner Überwachungsfunktion erforderlich ist, wird damit gestärkt. Außerdem haben die Mitglieder des Aufsichtsrats eine Reihe von Aufgaben, die sie unabhängig vom wirtschaftlichen Erfolg des Unternehmens erfüllen müssen. Auch in für das Unternehmen schwierigen Zeiten, in denen die Tätigkeit des Aufsichtsrats regelmäßig besonders anspruchsvoll ist, ist so eine angemessene Vergütung gewährleistet.

Die ausschließlich feste Vergütung bedeutete eine Abweichung von der zu Beginn des Berichtsjahres in Kraft befindlichen Fassung des Deutschen Corporate Governance Kodex. Mit Wirkung ab dem 15. Mai 2012 wurde der Deutsche Corporate Governance Kodex geändert. Die überarbeitete Fassung des Kodex beinhaltet nicht mehr die Empfehlung einer erfolgsorientierten Vergütung im Rahmen der Aufsichtsratsvergütung.

Im Einzelnen ist die Vergütungsregelung wie folgt: Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten neben dem Ersatz ihrer Ausgaben, zu denen auch die auf ihre Bezüge entfallende Umsatzsteuer gehört, für jedes Geschäftsjahr eine feste Vergütung in Höhe von 140.000 €. Zusätzlich erhalten der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses 180.000 €, Mitglieder dieses Ausschusses 110.000 €, Vorsitzende anderer Ausschüsse 140.000 €, Mitglieder dieser anderen Ausschüsse 70.000 €. Die Mitgliedschaft im Nominierungsausschuss sowie in ad hoc gebildeten Ausschüssen bleibt unberücksichtigt. Bei Mitgliedschaft in mehreren Ausschüssen wird nur die jeweils höchste Ausschussvergütung gezahlt. Abweichend von dem vorstehend Beschriebenen erhält der Vorsitzende des Aufsichtsrats als feste Vergütung 440.000 €, sein Stellvertreter 320.000 €. Der Vorsitzende und der stellvertretende Vorsitzende des Aufsichtsrats erhalten keine zusätzliche Vergütung für ihre Tätigkeit in Ausschüssen. Weiterhin erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats für ihre Teilnahme an den Sitzungen des Aufsichtsrats und der Ausschüsse ein Sitzungsgeld von 1.000 € je Tag der Sitzung. Die Vergütung wird zeitanteilig nach Ablauf eines jeden Quartals gezahlt.

Scheiden Mitglieder des Aufsichtsrats im Laufe eines Geschäftsjahres aus dem Aufsichtsrat aus, erhalten sie eine zeitanteilige Vergütung.

Schließlich besteht zugunsten der Mitglieder des Aufsichtsrats eine Vermögensschadenhaftpflichtversicherung, welche die gesetzliche Haftpflicht aus der Aufsichtsrats Tätigkeit abdeckt. Diese sieht für den Versicherungsfall gemäß der Vorschrift des Deutschen Corporate Governance Kodex einen Selbstbehalt vor. Dieser beträgt 10 Prozent des jeweiligen Schadens, ist jedoch insgesamt pro Jahr auf 150 Prozent der Jahresfixvergütung begrenzt.



### Die Vergütung des Aufsichtsrats

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen 4,6 Mio € (Vorjahr: 4,8 Mio €). Im Geschäftsjahr 2012 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind auf den Seiten 208 und 209 angegeben.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats								
in €	Aufsichtsrats- vergütung		Vergütung für Ausschusstätigkeiten		Aufsichtsratsbezüge von Tochtergesell- schaften		Summe	
	2012	2011	2012	2011	2012 <sup>1)</sup>	2011	2012	2011
Werner Wenning	440.000	340.000	-	23.333	-	-	440.000	363.333
Ulrich Hartmann (bis 5. Mai 2011)	-	183.333	-	-	-	-	-	183.333
Prof. Dr. Ulrich Lehner	170.000	140.000	58.333	70.000	-	-	228.333	210.000
Erhard Ott	320.000	320.000	-	-	-	-	320.000	320.000
Werner Bartoschek (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	100.833	110.000	32.625	38.000	261.791	288.000
Sven Bergelin (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	-	-	52.310	61.220	180.643	201.220
Oliver Biniek (seit 30. September 2011; bis 15. November 2012)	128.333	46.667	64.167	17.500	3.869	4.550	196.369	68.717
Gabriele Gratz	140.000	140.000	70.000	70.000	54.500	56.000	264.500	266.000
Wolf-Rüdiger Hinrichsen (bis 30. September 2011)	-	105.000	-	52.500	-	-	-	157.500
Ulrich Hocker (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	-	-	-	-	128.333	140.000
Baroness Denise Kingsmill CBE (seit 5. Mai 2011)	140.000	93.333	-	-	-	-	140.000	93.333
Eugen-Gheorghe Luha (seit 15. November 2012)	23.333	-	-	-	-	-	23.333	-
Bård Mikkelsen (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	-	-	-	-	128.333	140.000
René Obermann (seit 5. Mai 2011)	140.000	93.333	-	-	-	-	140.000	93.333
Hans Prüfer (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	64.167	70.000	-	-	192.500	210.000
Klaus Dieter Raschke	140.000	140.000	110.000	110.000	46.300	46.870	296.300	296.870
Dr. Walter Reitler (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	-	-	31.625	37.500	159.958	177.500
Hubertus Schmoltdt (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	-	-	-	-	128.333	140.000
Eberhard Schomburg (seit 15. November 2012)	23.333	-	18.333	-	6.775	-	48.441	-
Dr. Henning Schulte-Noelle (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	64.167	70.000	-	-	192.500	210.000
Dr. Karen de Segundo	140.000	140.000	11.667	-	-	-	151.667	140.000
Dr. Theo Siegert	140.000	140.000	180.000	180.000	-	-	320.000	320.000
Prof. Dr. Wilhelm Simson (bis 5. Mai 2011)	-	58.333	-	-	-	-	-	58.333
Willem Vis (seit 15. November 2012)	23.333	-	11.667	-	-	-	35.000	-
Dr. Georg Frhr. von Waldenfels (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	-	-	-	-	128.333	140.000
Hans Wollitzer (bis 15. November 2012)	128.333	140.000	64.167	70.000	49.925	58.900	242.425	268.900
<b>Zwischensumme</b>	<b>3.251.662</b>	<b>3.339.999</b>	<b>817.501</b>	<b>843.333</b>	<b>277.929</b>	<b>303.040</b>	<b>4.347.092</b>	<b>4.486.372</b>
Sitzungsgeld und Auslagenersatz							246.598	287.378
<b>Summe</b>							<b>4.593.690</b>	<b>4.773.750</b>

Die Aufsichtsratsvergütung sowie die Sitzungsgelder für das Jahr 2011 und 2012 wurden aufwandsbezogen in die Darstellung einbezogen. Die auf die neue E.ON SE entfallenden Teile der Aufsichtsratsvergütung und der Sitzungsgelder werden hierbei bereits ausgewiesen, stehen jedoch noch unter dem Vorbehalt der Zustimmung der Hauptversammlung zu den Vergütungsregelungen und können dementsprechend erst nach dem 3. Mai 2013 ausbezahlt werden.

1) für die in 2012 ausgeschiedenen Aufsichtsratsmitglieder zeitanteilig ermittelt

## Das Vergütungssystem des Vorstands

Entsprechend der Vorgabe des Deutschen Corporate Governance Kodex (Fassung vom 15. Mai 2012), der die Festlegungen des Gesetzes zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) übernommen und zum Teil präzisiert hat, beschließt der Aufsichtsrat auf Vorschlag des Präsidiums das Vergütungssystem für den Vorstand und überprüft es regelmäßig.

Der Aufsichtsrat hat in seiner Sitzung am 8. März 2011 das nachfolgend dargestellte Vergütungssystem beschlossen.

### Vergütungsbestandteile

Die Vergütung der Mitglieder des Vorstands setzt sich aus einer festen, monatlich zahlbaren Grundvergütung, einer jährlichen Tantieme und einer langfristigen variablen Vergütung zusammen.

Die Vergütungsbestandteile verhalten sich zueinander wie folgt:

- |   |                  |
|---|------------------|
| • Grundgehalt:  | circa 30 Prozent |
| • Jährliche Zieltantieme<br>bei 100 Prozent Zielerreichung: | circa 40 Prozent |
| • Langfristvergütung<br>(Zuteilungswert):                   | circa 30 Prozent |

Mit Wirkung ab dem Geschäftsjahr 2013 gilt ein Gesamt-Cap für die Vergütung des Vorstands. Danach darf die Summe aus Grundgehalt, Tantieme und langfristiger variabler Vergütung in einem Jahr nicht höher sein als 200 Prozent der jeweils gültigen Gesamtzielvergütung, bestehend aus Grundvergütung, Zieltantieme und Zielzuteilungswert der virtuellen Aktien.

### Tantiemesystem

Im Berichtsjahr galt die vom Aufsichtsrat am 8. März 2011 beschlossene und zum 1. Januar 2011 in Kraft getretene Tantiemeregelung für den E.ON-Vorstand. § 87 des Aktiengesetzes in der Fassung des VorstAG verlangt die Ausrichtung der Vergütungsstruktur auf eine nachhaltige Unternehmensentwicklung. Zur Umsetzung dieser Bestimmungen hatte der Aufsichtsrat bereits im Jahre 2009 mit den Vorstandsmitgliedern vereinbart, dem Tantiemesystem für den Vorstand mit Wirkung ab dem Jahr 2010 eine mehrjährige Bemessungsgrundlage beizugeben. Die Änderung betraf den unternehmenserfolgsabhängigen Teil der Tantieme.

Die Höhe der jährlichen Tantieme bemisst sich danach, inwieweit bestimmte Ziele erreicht wurden. Dabei berücksichtigt das Zielvereinbarungssystem unternehmenserfolgsspezifische Ziele, die individuelle Leistung und einen auf der erzielten Kapitalrendite beruhenden Wertschöpfungsfaktor. Bei 100-prozentiger Zielerfüllung entspricht die Tantieme der vertraglich vereinbarten Zieltantieme.

Zur Ermittlung der Gesamtzielerreichung wird zunächst die Zielerreichung aus dem operativen Erfolg ermittelt. Sodann wird die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Tantiemeteils nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgesetzt. Beide Zielerreichungsgrade werden im Verhältnis 70 zu 30 gewichtet und dann addiert. Das so ermittelte Zwischenergebnis wird schließlich mit dem Wertschöpfungsfaktor multipliziert.

Bemessungsgröße für die Zielerreichung aus dem operativen Erfolg sind die erzielten Erträge vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Den Zielwert bildet die vom Aufsichtsrat genehmigte Planung (Budget) für das jeweilige Jahr. Die Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn das tatsächlich erzielte EBITDA diesem Zielwert entspricht. Fällt es um 30 Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt die Zielerreichung insoweit 0 Prozent. Ist das EBITDA mindestens 30 Prozentpunkte höher, dann beträgt die Zielerreichung 200 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Bemessungsgröße für den Wertschöpfungsfaktor ist die erzielte Rendite auf das durchschnittlich gebundene Kapital (ROACE). Den Zielwert bilden die gewichteten Kapitalkosten (WACC) des abgelaufenen Jahres zuzüglich eines vom Aufsichtsrat festzulegenden Zuschlags zur Erhöhung des Anspannungsgrads. Der Zuschlag lag im abgelaufenen Jahr bei 1,25 Prozentpunkten. Der Wertschöpfungsfaktor beträgt 100 Prozent, wenn der tatsächlich erzielte ROACE-Wert dem Zielwert entspricht. Fällt er um 1,25 Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt der Faktor 50 Prozent. Ist der ROACE mindestens 1,25 Prozentpunkte höher, dann beträgt der Faktor 150 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Außerordentliche Ereignisse und Veränderungen in der Konzernaufstellung (zum Beispiel Zu- und Abgänge wesentlicher Unternehmensteile oder staatliche Eingriffe wie etwa die Zwangsstilllegung von Kernkraftwerken) bleiben bei der Feststellung der Zielerreichung außer Ansatz.

Die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Tantiemeteils wird nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgesetzt. Dabei berücksichtigt der Aufsichtsrat insbesondere die Kriterien von § 87 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Die Tantieme ist der Höhe nach auf maximal 200 Prozent der Zieltantieme begrenzt. Mindestens wird – außer im Falle der im Jahr 2010 neu bestellten Vorstandsmitglieder Frau Stachelhaus und Herrn Kildahl – eine Tantieme in Höhe von 30 Prozent der Zieltantieme gezahlt.

Für 30 Prozent der Gesamttantieme (individuelle Zielerreichung multipliziert mit dem Wertschöpfungsfaktor) erfolgt die Bewertung der Zielerreichung auf Basis des abgelaufenen Jahres (einjährige Bemessungsgrundlage). Die verbleibenden 70 Prozent der Gesamttantieme (EBITDA-Zielerreichung multipliziert mit dem Wertschöpfungsfaktor) werden wie folgt errechnet: Die Hälfte, also 35 Prozent der Gesamttantieme, wird auf Basis des abgelaufenen Jahres festgesetzt. Für die andere Hälfte, also ebenfalls 35 Prozent der Gesamttantieme, erfolgt die Bewertung auf Basis von EBITDA-Zielerreichung und Wertschöpfungsfaktor im abgelaufenen Jahr sowie der zwei darauffolgenden Jahre (dreijährige Bemessungsgrundlage). Sie wird auf der Grundlage der Zielerreichung des abgelaufenen Jahres ermittelt und ausbezahlt. Jedoch steht sie unter dem Vorbehalt der Rückforderung bei negativen Entwicklungen in den Folgejahren. Nach Ablauf der auf das Bezugsjahr folgenden zwei Jahre erfolgt die endgültige Feststellung des Tantiembetrags. Wenn die durchschnittliche Zielerreichung im Dreijahreszeitraum höher ist als die vorläufig ermittelte Zielerreichung im Einjahreszeitraum, dann kommt es zu einer entsprechenden Nachzahlung (Bonus). Ist die durchschnittliche Zielerreichung im Dreijahreszeitraum geringer, dann wird der sich ergebende Minderbetrag mit der nächsten fälligen Tantieme oder sonstigen Bezügen verrechnet beziehungsweise ist der Vorstand verpflichtet, diesen zu erstatten (Malus).

Seit dem Jahr 2010 sind über 60 Prozent der variablen Vergütung (bestehend aus der Tantieme und der langfristigen variablen Vergütung) von langfristigen Zielgrößen abhängig. Somit ist die Nachhaltigkeit der variablen Vergütung gewährleistet. Darüber hinaus wird dem Erfordernis der Nachhaltigkeit durch die vom Aufsichtsrat zu berücksichtigenden Kriterien des § 87 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex bei der Festsetzung des individuellen Tantiemeteils Rechnung getragen.

### Änderung des Tantiemesystems ab 2013

Der Aufsichtsrat hat ein neues Vergütungssystem für den Vorstand beschlossen, das erstmals für das Geschäftsjahr 2013 zur Anwendung kommt.

Unverändert bemisst sich die Höhe der jährlichen Tantieme danach, inwieweit bestimmte Ziele erreicht wurden. Dabei berücksichtigt das Zielvereinbarungssystem sowohl die Unternehmens- als auch die individuelle Performance. Der im bisherigen System enthaltene Wertschöpfungsfaktor entfällt.

Zur Ermittlung der Gesamtzielerreichung wird zunächst die Zielerreichung aus dem operativen Unternehmenserfolg ermittelt. Sodann bewertet der Aufsichtsrat die persönliche Leistung und setzt aufgrund dieser Bewertung einen individuellen Performance-Faktor fest. Der Grad der Zielerreichung aus dem operativen Erfolg wird anschließend mit dem individuellen Performance-Faktor multipliziert.

Bemessungsgröße für die Zielerreichung aus dem operativen Unternehmenserfolg sind wie bisher die erzielten Erträge vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Den Zielwert bildet die vom Aufsichtsrat genehmigte Planung (Budget) für das jeweilige Jahr. Die Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn das tatsächlich erzielte EBITDA diesem Zielwert entspricht. Fällt es um 30 Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt die Zielerreichung insoweit 0 Prozent. Ist das EBITDA mindestens 30 Prozentpunkte höher, dann beträgt die Zielerreichung 200 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert. Der auf diese Weise rechnerisch ermittelte Wert wird vom Aufsichtsrat auf der Grundlage zusätzlicher Kriterien qualitativ bewertet und gegebenenfalls innerhalb eines Korridors von +/- 20 Prozentpunkten angepasst. Die Kriterien für diese qualitative Beurteilung sind das Verhältnis zwischen Kapitalkosten und EBITDA, der Vergleich zum EBITDA des Vorjahres und die allgemeine Marktentwicklung. Außerordentliche Ereignisse bleiben bei der Feststellung der Zielerreichung außer Ansatz.

Zur Bestimmung des individuellen Performance-Faktors bewertet der Aufsichtsrat sowohl den persönlichen Beitrag zur Erfüllung kollektiver Ziele als auch die Erreichung individueller Ziele.

Ein Drittel der so ermittelten Tantieme wird nach Ablauf des Geschäftsjahres nicht ausgezahlt, sondern auf Basis des Aktienkurses in virtuelle Aktien mit vierjähriger Sperrfrist umgewandelt (Equity Deferral). Das Equity Deferral kann maximal 50 Prozent der Zieltantieme betragen.

Liegt die Zielerreichung für die Tantieme unter 100 Prozent, kann der Betrag für das Equity Deferral auf ein Drittel der Zieltantieme erhöht werden. Liegt die Zielerreichung für die Tantieme unter 33,3 Prozent, kann die gesamte Tantieme in virtuelle Aktien umgewandelt werden. Die im bisherigen Tantiemesystem enthaltene, auf einen Teil der Tantieme anzuwendende dreijährige Bemessungsgrundlage wird für künftige, ab dem Geschäftsjahr 2013 erdiente Tantiemen vollständig durch das Deferral ersetzt.

### Langfristige variable Vergütung

Als langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des E.ON Share Performance Plans. Über die Auflage neuer Tranchen inklusive der jeweiligen Zielvorgaben und der individuellen Zuteilungshöhen wird jedes Jahr erneut durch den Aufsichtsrat entschieden. Zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit der Vorstandsvergütung im Sinne des VorstAG beträgt die Laufzeit des Plans für alle seit dem Jahr 2010 aufgelegten Tranchen vier Jahre.

Durch die Abhängigkeit von der Aktienkursentwicklung wird eine Annäherung der Interessen und Zielsetzungen von Management und Aktionären geschaffen. Das während der Laufzeit des Share Performance Plans erforderliche Eigeninvestment in Aktien der E.ON SE verstärkt diese Wirkung zusätzlich. Die Berücksichtigung eines internen Wertschöpfungsfaktors unterstreicht zudem die enge Verknüpfung des Plans mit den Unternehmensinteressen. Eine Auszahlung aus dem Plan erfolgt nur bei Erreichen einer vor Zuteilung vom Aufsichtsrat festgelegten Mindestperformance der internen Erfolgsparameter.

Die Wertentwicklung der zugeteilten Performance-Rechte richtet sich beginnend mit der im Jahr 2011 zugeteilten sechsten Tranche einerseits nach dem E.ON-Aktienkurs auf Basis des 60-Tages-Durchschnitts und andererseits nach einem Wertschöpfungsfaktor, der aus dem durchschnittlichen Verhältnis der Kapitalrendite (ROACE) zu den Kapitalkosten (WACC), zuzüglich eines je Tranche vom Aufsichtsrat festzulegenden Zuschlags,

ermittelt wird. Bei Unterschreitung dieser Schwelle beträgt der Wertschöpfungsfaktor 0 Prozent, es erfolgt also keine Auszahlung. Bei Erreichung der Schwelle beträgt der Wertschöpfungsfaktor 75 Prozent. Eine Übererfüllung wird durch eine lineare Funktion abgebildet, wobei der Wertschöpfungsfaktor auf maximal 150 Prozent begrenzt ist.

Außerordentliche Ereignisse und Veränderungen in der Konzernaufstellung (zum Beispiel Zu- und Abgänge wesentlicher Unternehmensteile oder staatliche Eingriffe wie etwa die Zwangsstillegung von Kernkraftwerken) bleiben bei der Berechnung des Wertschöpfungsfaktors außer Ansatz.

Insgesamt ist der am Ende der Laufzeit zu ermittelnde Auszahlungswert auf 250 Prozent des ursprünglich durch den Aufsichtsrat zugeteilten Zielwertes begrenzt.

Infolge der ab der fünften Tranche (Zuteilung 2010) auf vier Jahre verlängerten Laufzeit des Plans erfolgte Ende 2012 keine Abrechnung. Für die vorangegangenen Tranchen betrugen die Auszahlungsquoten im Verhältnis zum Zielwert bei Zuteilung circa 4 Prozent (vierte Tranche, Zuteilung 2009), circa 23 Prozent (dritte Tranche, Zuteilung 2008) und circa 94 Prozent (zweite Tranche, Zuteilung 2007). Dies reflektiert insbesondere die absolute und relative Entwicklung der E.ON-Aktie und bewirkt so eine Teilhabe des Managements an der Veränderung des Marktwerts von E.ON.

Auch für die langfristige variable Vergütung des Vorstands hat der Aufsichtsrat eine Änderung beschlossen. Mit Wirkung ab dem Geschäftsjahr 2013 wird der bisherige E.ON Share Performance Plan durch ein neues System der langfristigen Vergütung (Share Matching Plan) ersetzt.

Wie bisher beschließt der Aufsichtsrat von Geschäftsjahr zu Geschäftsjahr die Auflage neuer Tranchen im Rahmen dieses Share Matching Plans, legt die Erfolgsparameter der jeweiligen Tranche fest und entscheidet über die individuellen Zuteilungen an die Vorstandsmitglieder.

Das Vorstandsmitglied erhält nach der Auflage einer neuen Tranche durch den Aufsichtsrat zunächst eine Zuteilung von gesperrten virtuellen Aktien äquivalent zur Höhe des Deferrals. Die Anzahl der virtuellen Aktien wird auf Basis des Wertes des Deferrals und des 60-Tages-Durchschnittskurses der E.ON-Aktie zu Beginn der vierjährigen Laufzeit ermittelt. Ferner können dem Vorstandsmitglied auf der Grundlage einer in jedem Jahr erneut zu treffenden Ermessensentscheidung des Aufsichtsrats zusätzlich zu den virtuellen Aktien, die sich aus dem Deferral ergeben, weitere gesperrte und verfallbare virtuelle Aktien als Basis-Matching zugeteilt werden. Darüber hinaus können dem Vorstandsmitglied abhängig von der Unternehmensperformance während der Laufzeit bis zu zwei weitere virtuelle Aktien pro Aktie aus dem Basis-Matching als Performance-Matching gewährt werden. Der rechnerische Gesamtzielwert der Zuteilung zum Beginn der ab dem 1. April des jeweiligen Zuteilungsjahres beginnenden Laufzeit besteht aus der Summe der Werte des Deferrals, des Basis-Matchings und des Performance-Matchings (bei Erreichung einer definierten Unternehmensperformance).

Messgröße für die Unternehmensperformance für Zwecke des Performance-Matchings ist der durchschnittliche ROACE während der vierjährigen Laufzeit im Vergleich zu einer im Rahmen der Auflage einer neuen Tranche vom Aufsichtsrat für die gesamte Periode vorab definierten Zielrendite. Außerordentliche Ereignisse bleiben bei der Feststellung der Unternehmensperformance außer Ansatz. In Abhängigkeit vom Grad der Unternehmensperformance können sich aus dem Performance-Matching am Ende der Laufzeit zwischen null und zwei weitere virtuelle Aktien für jede aus dem Basis-Matching resultierende virtuelle Aktie ergeben. Wird die vorab festgelegte Unternehmensperformance zu 100 Prozent erreicht, erhält das Vorstandsmitglied zu jeder aus dem Basis-Matching resultierenden virtuellen Aktie eine zusätzliche virtuelle Aktie. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Die sich somit am Ende der Laufzeit für das einzelne Vorstandsmitglied ergebende individuelle Stückzahl der virtuellen Aktien wird mit dem zum Laufzeitende festgestellten 60-Tages-Durchschnittskurs der E.ON-Aktie bewertet. Dieser Betrag wird um die Dividenden, die sich für E.ON-Aktien während der Laufzeit ergeben haben, erhöht und ausgezahlt. Die Summe der Auszahlungen ist auf 200 Prozent des rechnerischen Gesamtzielwerts begrenzt.

Um eine möglichst zügige Einführung des neuen Systems der langfristigen variablen Vergütung zu ermöglichen, erhalten die Vorstandsmitglieder im Jahre 2013 eine Zuteilung virtueller

Aktien im Rahmen einer Übergangslösung. Zuteilungen unter dem alten Share Performance Plan werden nicht mehr gewährt.

Weitere Details zur aktienbasierten Vergütung finden sich in Textziffer 11 im Anhang des Konzernabschlusses.

### Vertragliche Nebenleistungen

Als vertragliche Nebenleistungen haben die Vorstandsmitglieder Anspruch auf einen Dienstwagen mit Fahrer zur dienstlichen wie privaten Nutzung, auf Telekommunikationsmittel zur dienstlichen wie privaten Nutzung, auf eine angemessene Versicherung gegen Unfall sowie auf eine jährliche ärztliche Untersuchung. Weiterhin besteht für die Mitglieder des Vorstands eine Vermögensschadenhaftpflichtversicherung. Diese sieht für den Versicherungsfall einen Selbstbehalt vor. Gemäß den Vorschriften des VorstAG beträgt dieser Selbstbehalt 10 Prozent des jeweiligen Schadens, ist insgesamt jedoch pro Jahr auf 150 Prozent der Jahresfixvergütung begrenzt.

### Abfindungs-Cap bei vorzeitiger Beendigung der Vorstandstätigkeit

Entsprechend dem Deutschen Corporate Governance Kodex besteht bei allen Vorstandsmitgliedern ein sogenannter Abfindungs-Cap. Danach dürfen Zahlungen an ein Vorstandsmitglied aufgrund vorzeitiger Beendigung der Vorstandstätigkeit ohne wichtigen Grund im Sinne von § 626 BGB den Wert von zwei Jahresgesamtvergütungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Anstellungsvertrags vergüten.

### Change-in-Control-Klauseln

Im Berichtsjahr bestanden mit allen Vorstandsmitgliedern Change-in-Control-Vereinbarungen. Beim vorzeitigen Verlust der Vorstandsposition aufgrund eines Kontrollwechsels (Change-in-Control-Ereignis) haben die Mitglieder des Vorstands einen Anspruch auf Zahlung von Abgeltungs- und Abfindungsleistungen.

Die Change-in-Control-Regelung nimmt einen Kontrollwechsel in folgenden drei Fallgestaltungen an: Ein Dritter erwirbt mindestens 30 Prozent der Stimmrechte und erreicht damit die Pflichtangebotsschwelle gemäß dem WpÜG; die Gesellschaft

schließt als abhängiges Unternehmen einen Unternehmensvertrag ab; die Gesellschaft wird mit einem anderen Unternehmen verschmolzen. Der Anspruch auf die Abgeltungs- und Abfindungsleistungen entsteht, wenn der Dienstvertrag des Vorstandsmitglieds innerhalb von zwölf Monaten nach dem Kontrollwechsel durch einvernehmliche Beendigung, Zeitablauf oder durch Kündigung des Vorstandsmitglieds endet, im letzteren Fall aber nur, wenn seine Vorstandsposition infolge des Kontrollwechsels wesentlich berührt wird.

Entsprechend dem Deutschen Corporate Governance Kodex beträgt die Höhe eventueller Abfindungszahlungen 150 Prozent des Abfindungs-Caps, das heißt drei kapitalisierte Jahresgesamtbezüge (Jahresgrundgehalt, Zieltantieme und Nebenleistungen). Zur pauschalen Berücksichtigung von Abzinsung sowie Anrechnung anderweitigen Verdienstes wird die Zahlung zusätzlich um 20 Prozent gekürzt, wobei der Kürzungssatz ab dem 53. Lebensjahr stufenweise verringert wird.

### Ruhegeldansprüche

Die im Geschäftsjahr 2010 von außerhalb des E.ON-Konzerns neu bestellten Vorstandsmitglieder, Frau Stachelhaus und Herr Kildahl, haben eine beitragsorientierte Versorgungszusage nach dem „Beitragsplan E.ON-Vorstand“ erhalten, dessen Bedingungen (mit Ausnahme der Beitragshöhe) dem seit 2008 für neu eingetretene Mitarbeiter und Führungskräfte der deutschen Konzerngesellschaften geltenden System entsprechen. Im Rahmen des Beitragsplans E.ON-Vorstand schreibt das Unternehmen den Mitgliedern des Vorstands Beiträge auf ihrem Versorgungskonto gut. Die Höhe der jährlichen Beträge resultiert aus einem festgelegten Prozentsatz der beitragsfähigen Bezüge (Grundvergütung und Zieltantieme). Dieser Prozentsatz wurde für den Vorstand nach Beratung durch einen externen Vergütungsexperten festgelegt. Der jährliche Basisbeitrag beträgt 13 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Zweite Beitragskomponente ist ein Erfolgsbeitrag, dessen Höhe von der Differenz zwischen dem Konzern-ROCE und den Kapitalkosten des Vorjahres abhängig ist. Der Erfolgsbeitrag beträgt mindestens 1 Prozent und höchstens 6 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Dritte Komponente ist ein jährlicher Matchingbeitrag in Höhe von 4 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Voraussetzung für die Gewährung des Matchingbeitrags ist, dass das Vorstandsmitglied seinerseits einen Mindestbeitrag in gleicher Höhe durch Entgeltumwandlung leistet. Der durch das Unternehmen finanzierte Matchingbeitrag wird ausgesetzt, wenn und solange die positive Differenz zwischen Konzern-ROCE und Kapitalkosten ab dem dritten Jahr

in Folge geringer als 0 Prozentpunkte ist. Die in einem Kalenderjahr für ein Vorstandsmitglied geleisteten Beiträge werden unter Verwendung eines für jedes Jahr anhand des Renditeniveaus langfristiger Bundesanleihen ermittelten Zinssatzes in einen auf Endalter 62 berechneten Kapitalbaustein umgerechnet. Im Versorgungsfall kommt das Guthaben des Versorgungskontos nach Wahl des Vorstandsmitglieds oder der Hinterbliebenen als lebenslange Rente, in Raten oder als Einmalbetrag zur Auszahlung. Im Falle der Verrentung wird die monatliche Rente so festgesetzt, dass ihr Barwert im Zeitpunkt des Versorgungsfalls, frühestens jedoch zum Zeitpunkt der Beendigung der Zahlungen aus dem Dienstvertrag an das Vorstandsmitglied beziehungsweise seine Hinterbliebenen unter Berücksichtigung einer Dynamisierung von 1 Prozent jährlich dem Versorgungsguthaben entspricht.

Für Herrn Dr. Teyssen, Herrn Prof. Dr. Maubach, Herrn Dr. Schenck und Herrn Dr. Reutersberg gelten hinsichtlich ihrer Ruhegeldansprüche die nachfolgenden Ausführungen:

Diese Mitglieder des Vorstands haben nach dem Ausscheiden aus dem Unternehmen in drei Pensionsfällen einen Anspruch auf Ruhegeldzahlungen: bei Ausscheiden mit oder nach Erreichen der Regelaltersgrenze von 60 Jahren, bei Ausscheiden wegen dauerhafter Arbeitsunfähigkeit sowie im Fall der gesellschaftsseitig veranlassten vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung des Dienstvertrags (sogenannter Dritter Pensionsfall).

Im Fall des Erreichens der Regelaltersgrenze und bei dauernder Arbeitsunfähigkeit wird das Ruhegeld ab Eintritt des jeweiligen Pensionsfalls gezahlt und beträgt abhängig von der Dauer der Vorstandstätigkeit zwischen 50 und 75 Prozent des letzten Grundgehalts.

Der Dritte Pensionsfall liegt vor, wenn das Vorstandsmitglied im Zeitpunkt des Ausscheidens mehr als fünf Jahre in einer Topmanagement-Position im E.ON-Konzern tätig war und wenn die Ursache der vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung nicht auf sein Verschulden oder die Ablehnung eines mindestens gleichwertigen Angebots zur Vertragsverlängerung



zurückgeht. Unter diesen Voraussetzungen beträgt das reguläre Ruhegeld ebenfalls zwischen 50 und 75 Prozent des letzten Grundgehalts und wird ab Vollendung des 60. Lebensjahrs gezahlt. Für die Zeit vom Ausscheiden bis zur Vollendung des 60. Lebensjahrs erhält das ausgeschiedene Vorstandsmitglied ein gekürztes vorzeitiges Ruhegeld (Übergangsgeld). Die Höhe des Übergangsgelds richtet sich zunächst ebenfalls nach dem durch die Dauer der Vorstandstätigkeit erdienten Prozentsatz von 50 bis 75 Prozent des letzten Grundgehalts. Der ermittelte Betrag wird dann um das Verhältnis der tatsächlichen gegenüber der möglichen Dauer der Tätigkeit im Topmanagement des E.ON-Konzerns bis zur Regelaltersgrenze gekürzt. Hiervon abweichend sahen die Vorstandsverträge, welche die Gesellschaft vor dem Geschäftsjahr 2006 abgeschlossen hatte, keine Kürzung des Übergangsgelds vor.

Soweit ein Bezieher von Ruhegeld (oder Übergangsgeld) im Rahmen früherer Tätigkeiten Ruhegeldansprüche oder Ansprüche auf Übergangsgeld erworben hat, werden diese Ansprüche zu 100 Prozent auf die Ruhegeld- beziehungsweise Übergangsgeldzahlungen der Gesellschaft angerechnet. Auf das Übergangsgeld werden darüber hinaus auch anderweitige Einkünfte aus einer Erwerbstätigkeit zu 50 Prozent angerechnet.

Laufende Ruhegeldzahlungen werden jährlich gemäß der Entwicklung des Verbraucherpreisindex für Deutschland angepasst.

Nach dem Tod eines aktiven oder ehemaligen Vorstandsmitglieds wird ein vermindertes Ruhegeld als Hinterbliebenenversorgung ausgezahlt. Witwen erhalten lebenslang 60 Prozent des Ruhegeldes, welches das Vorstandsmitglied am Todestag

bezogen hat beziehungsweise bezogen hätte, wenn der Pensionsfall an diesem Tag eingetreten wäre. Das Witwengeld entfällt bei Wiederverheiratung. Unterhaltsberechtigte Kinder erhalten mindestens bis zur Erreichung des 18. Lebensjahres und darüber hinaus längstens bis zum 25. Lebensjahr für die Dauer der Schul- oder Berufsausbildung 20 Prozent des Ruhegeldes, welches das Vorstandsmitglied am Todestag bezogen hat beziehungsweise bezogen hätte. Vor dem Jahr 2006 erteilte Zusagen sehen abweichend hiervon Waisengelder in Höhe von 15 Prozent des Ruhegeldes vor. Übersteigenden Witwen- und Waisengelder zusammen den Betrag des Ruhegeldes, erfolgt eine anteilige Kürzung der Waisengelder um den übersteigenden Betrag.

Die nachfolgende Darstellung vermittelt eine Übersicht über die Höhe der aktuellen Ruhegeldanwartschaften der Vorstandsmitglieder. Dabei werden auch die jeweiligen Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen individuell aufgeführt. Hierbei handelt es sich nicht um gezahlte Vergütung, sondern auf Basis von IFRS ermittelten rechnerischen Aufwand. Darüber hinaus wird der Barwert der Pensionsverpflichtungen auf Basis der im Rahmen der internationalen Rechnungslegungsstandards verwendeten Defined Benefit Obligation mit einem Rechnungszins von 3,40 Prozent (Vorjahr: 4,75 Prozent) aufgeführt.

Entsprechend den Vorschriften des Gesetzes zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (BetrAVG) tritt Unverfallbarkeit von Pensionsanwartschaften der Vorstandsmitglieder erst nach einer Zusage von fünf Jahren ein. Dies gilt für beide im Vorstehenden beschriebenen Systeme.

## Vorstandspensionen

	Aktuelle Höhe der Ruhegeldanwartschaft zum 31. Dezember				Höhe der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen				Barwert zum 31. Dezember	
	in % des Grundgehalts		absolut in €		in €		davon Zinsaufwand in €		in €	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	1.088.086	938.358	557.011	481.073	16.410.001	11.726.545
Jørgen Kildahl <sup>1)</sup>	-	-	-	-	338.182	296.708	25.371	10.475	869.254	534.129
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach	60	60	420.000	420.000	625.835	473.220	205.881	150.244	6.538.081	4.334.327
Dr. Bernhard Reutersberg	70	70	490.000	490.000	1.023.106	964.546	370.281	340.549	10.486.945	7.795.387
Dr. Marcus Schenck	60	60	540.000	540.000	686.014	533.927	133.390	88.155	4.734.461	2.808.202
Regine Stachelhaus <sup>1)</sup>	-	-	-	-	321.211	311.832	24.511	10.926	826.042	516.027

1) Beitragsplan E.ON-Vorstand

## Die Vergütung des Vorstands

Im Jahr 2012 wurde keine Anpassung der Vergütungshöhe vorgenommen.

Der Aufsichtsrat hat die Angemessenheit der Vergütung des Vorstands festgestellt. Dabei hat er gemäß den Vorgaben des VorstAG insbesondere die horizontale Üblichkeit geprüft. Hierzu

wurde die Vergütung einem Marktvergleich mit Unternehmen ähnlicher Branche und Größe unterzogen.

Die Gesamtbezüge des Vorstands betrugen im Geschäftsjahr 2012 21,7 Mio € (Vorjahr: 17,6 Mio €). Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands										
in €	Grundvergütung		Tantieme		Sonstige Bezüge		Wert der gewährten Performance-Rechte <sup>1)</sup>		Summe	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Dr. Johannes Teyssen	1.240.000	1.160.000	2.675.000	2.143.000	26.899	27.425	1.770.804	1.212.186	5.712.703	4.542.611
Jørgen Kildahl	700.000	700.000	1.396.000	1.032.000	174.272	247.796	787.024	538.745	3.057.296	2.518.541
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach	700.000	700.000	1.356.000	1.016.000	16.988	448.843	787.024	538.745	2.860.012	2.703.588
Dr. Bernhard Reutersberg	700.000	700.000	1.373.000	1.130.000	25.928	24.041	787.024	538.745	2.885.952	2.392.786
Dr. Marcus Schenck	900.000	800.000	1.996.000	1.548.000	21.817	23.724	1.049.365	718.333	3.967.182	3.090.057
Regine Stachelhaus	700.000	700.000	1.404.000	1.016.000	289.939	59.852	787.024	538.745	3.180.963	2.314.597
<b>Summe</b>	<b>4.940.000</b>	<b>4.760.000</b>	<b>10.200.000</b>	<b>7.885.000</b>	<b>555.843</b>	<b>831.681</b>	<b>5.968.265</b>	<b>4.085.499</b>	<b>21.664.108</b>	<b>17.562.180</b>

1) 2012: Performance-Rechte der siebten Tranche; 2011: Performance-Rechte der sechsten Tranche

In der hier ausgewiesenen Tantieme 2012 ist bereits die endgültige Festlegung des einer dreijährigen Bemessungsgrundlage unterliegenden Anteils der Tantieme 2010 enthalten. Die entsprechende Regelung hat zu einem Abzug geführt, der sich bei Herrn Dr. Teyssen auf 124 T€, bei Herrn Kildahl auf 44 T€, bei Herrn Prof. Dr. Maubach auf 44 T€, bei Herrn Dr. Reutersberg auf 27 T€, bei Herrn Dr. Schenck auf 84 T€ und bei Frau Stachelhaus auf 36 T€ beläuft.

Die hier dargestellten Werte der gewährten Performance-Rechte 2012 stellen keinen Zufluss des Jahres 2012 dar. Es handelt sich vielmehr lediglich um den nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelten kalkulatorischen Wert der im Jahre 2012 zugeteilten Performance-Rechte der siebten Tranche. Erst Ende 2015 werden die Performance-Rechte der siebten Tranche

auf Basis des dann festgestellten Aktienkurses und Wertschöpfungsfaktors abgerechnet. Dementsprechend können die Auszahlungswerte höher oder niedriger als die hier dargestellten Werte ausfallen.

Um die Wirkungsweise des Vergütungssystems zu verdeutlichen, werden in der nachfolgenden Darstellung die Auszahlungsbeträge aus dem E.ON Share Performance Plan anstelle von kalkulatorischen Werten ausgewiesen. Zum Ende des Jahres 2012 erfolgte, wie ausgeführt, keine Abrechnung aus dem E.ON Share Performance Plan. In den Werten für 2011 sind die Auszahlungsbeträge aus der Abrechnung der im Jahr 2009 zugeteilten vierten Tranche des E.ON Share Performance Plans (siehe Vergütungsbericht 2009, Seite 154) enthalten.

Effektive Vergütung des Vorstands										
in €	Grundvergütung		Tantieme		Sonstige Bezüge		Auszahlungswert der abgerechneten Performance-Rechte <sup>1)</sup>		Summe	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Dr. Johannes Teyssen	1.240.000	1.160.000	2.675.000	2.143.000	26.899	27.425	-	43.494	3.941.899	3.373.919
Jørgen Kildahl	700.000	700.000	1.396.000	1.032.000	174.272	247.796	-	-	2.270.272	1.979.796
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach	700.000	700.000	1.356.000	1.016.000	16.988	448.843	-	13.453	2.072.988	2.178.296
Dr. Bernhard Reutersberg	700.000	700.000	1.373.000	1.130.000	25.928	24.041	-	12.139	2.098.928	1.866.180
Dr. Marcus Schenck	900.000	800.000	1.996.000	1.548.000	21.817	23.724	-	32.368	2.917.817	2.404.092
Regine Stachelhaus	700.000	700.000	1.404.000	1.016.000	289.939	59.852	-	-	2.393.939	1.775.852
<b>Summe</b>	<b>4.940.000</b>	<b>4.760.000</b>	<b>10.200.000</b>	<b>7.885.000</b>	<b>555.843</b>	<b>831.681</b>	<b>-</b>	<b>101.454</b>	<b>15.695.843</b>	<b>13.578.135</b>

1) 2012: keine Abrechnung von Performance-Rechten; 2011: Performance-Rechte der vierten Tranche

Die Mitglieder des Vorstands der E.ON SE haben in 2012 Performance-Rechte der siebten Tranche in folgender Stückzahl erhalten: Herr Dr. Teyssen 78.948 (Vorjahr: 60.188), Herr Kildahl, Herr Prof. Dr. Maubach, Herr Dr. Reutersberg und Frau Stachelhaus jeweils 35.088 (Vorjahr jeweils: 26.750), Herr Dr. Schenck 46.784 (Vorjahr: 35.667).

Die aktienbasierte Vergütung der siebten Tranche wurde mit dem beizulegenden Zeitwert von 22,43 € pro Performance-Recht in die Gesamtvergütung des Vorstands für 2012 einbezogen. Für die interne Kommunikation mit dem Vorstand und Aufsichtsrat wird anstelle des beizulegenden Wertes der sogenannte Zielwert verwendet. Der Zielwert der Zuteilung entspricht dem Auszahlungsbetrag, der sich ergäbe, wenn am Ende der Laufzeit der Kurs der E.ON-Aktie gehalten wird und der Wertschöpfungsfaktor den Wert 100 Prozent aufweist. Im Jahr 2012 betrug der Zielwert der Zuteilung für den Vorstandsvorsitzenden 1.350.000 €, für Herrn Dr. Schenck 0,8 Mio € und für alle weiteren Vorstandsmitglieder jeweils 0,6 Mio €. Die Zuteilungswerte sind im Vergleich zum Vorjahr unverändert. Als ergänzende Angabe ist gemäß § 314 Abs. 1 Nr. 6a Satz 8 HGB der Aufwand der Gesellschaft für sämtliche im aktuellen Jahr und in Vorjahren gewährten und im Geschäftsjahr bestehenden Tranchen zeitanteilig auszuweisen. Für das Berichtsjahr ergibt sich für die im Jahr 2012 bestehenden Performance-Rechte gemäß IFRS 2 folgender bilanzieller Aufwand: für Herrn Dr. Teyssen 0,6 Mio € (Vorjahr: 86 T€), für Herrn Kildahl und Frau Stachelhaus jeweils 0,3 Mio € (Vorjahr: 128 T€), für die Herren Prof. Dr. Maubach und Dr. Reutersberg jeweils 0,3 Mio € (Vorjahr: 136 T€) und für Herrn Dr. Schenck 0,3 Mio € (Vorjahr: 19 T€).

Weitere Informationen zur aktienbasierten Vergütung der E.ON SE sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.

Die sonstigen Bezüge der Vorstandsmitglieder umfassen im Wesentlichen geldwerte Vorteile aus der privaten Nutzung von Dienst-Pkw sowie in Einzelfällen die vorübergehende Übernahme von Mieten für Zweitwohnsitze, Umzugskosten und Maklergebühren sowie die damit zusammenhängende Übernahme der Lohnsteuer.

Im Geschäftsjahr 2012 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern. Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 210.

### Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 9,7 Mio € (Vorjahr: 9,5 Mio €).

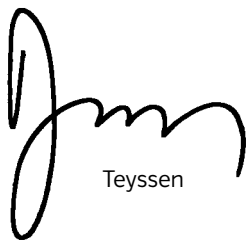
Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 154,3 Mio € (Vorjahr: 137,7 Mio €) zurückgestellt.

### 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 mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, 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.

Düsseldorf, den 28. Februar 2013

Der Vorstand



Teyssen



Kildahl



Maubach



Reutersberg



Schenck



Stachelhaus

### Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die E.ON SE, Düsseldorf

#### Vermerk zum Konzernabschluss

Wir haben den beigefügten Konzernabschluss der E.ON SE (vormals E.ON AG), Düsseldorf, und ihrer Tochtergesellschaften – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals und Anhang für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2012 bis zum 31. Dezember 2012 – geprüft.

#### Verantwortung des Vorstands für den Konzernabschluss

Der Vorstand der E.ON SE, Düsseldorf, 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 beigefügten Konzernlagebericht der E.ON SE (vormals E.ON AG), Düsseldorf, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2012 bis 31. Dezember 2012 geprüft. Der Vorstand der E.ON SE, Düsseldorf, 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.

Düsseldorf, den 1. März 2013

PricewaterhouseCoopers  
Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Schwieters  
Wirtschaftsprüfer

Michael Reuther  
Wirtschaftsprüfer



Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	2012	2011
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		133.997	115.046
Strom- und Energiesteuern		-1.904	-2.092
<b>Umsatzerlöse</b>	(5)	<b>132.093</b>	<b>112.954</b>
Bestandsveränderungen		61	-16
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	381	519
Sonstige betriebliche Erträge	(7)	10.845	13.785
Materialaufwand	(8)	-115.285	-97.827
Personalaufwand	(11)	-5.138	-5.947
Abschreibungen	(14)	-5.078	-7.081
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	-13.307	-17.656
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		137	512
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>		<b>4.709</b>	<b>-757</b>
Finanzergebnis	(9)	-1.395	-2.154
<i>Beteiligungsergebnis</i>		17	-60
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		1.191	716
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-2.603	-2.810
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	-710	1.036
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>		<b>2.604</b>	<b>-1.875</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten		37	14
<b>Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>		<b>2.641</b>	<b>-1.861</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>		2.217	-2.219
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		424	358
in €			
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert</b>	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		1,14	-1,17
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,02	0,01
<b>aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>		<b>1,16</b>	<b>-1,16</b>

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2012	2011
<b>Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>	<b>2.641</b>	<b>-1.861</b>
Cashflow Hedges	-316	-143
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-237	-427
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-79	284
Weiterveräußerbare Wertpapiere	14	-1.028
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	100	-261
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-86	-767
Währungsumrechnungsdifferenz	461	344
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	506	-232
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-45	576
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-1.875	-370
At equity bewertete Unternehmen	-14	-81
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-14	-81
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-	-
Ertragsteuern	593	376
<b>Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen</b>	<b>-1.137</b>	<b>-902</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)</b>	<b>1.504</b>	<b>-2.763</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>	1.106	-3.076
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	398	313

## Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2012	2011
Goodwill	(14)	13.440	14.083
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	6.869	7.372
Sachanlagen	(14)	54.173	55.869
At equity bewertete Unternehmen	(15)	4.067	6.325
Sonstige Finanzanlagen	(15)	6.358	6.812
<i>Beteiligungen</i>		1.612	1.908
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		4.746	4.904
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	3.692	3.619
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	2.400	2.842
Ertragsteueransprüche	(10)	123	147
Aktive latente Steuern	(10)	5.441	5.152
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>		<b>96.563</b>	<b>102.221</b>
Vorräte	(16)	4.734	4.828
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	2.058	1.789
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	24.354	31.714
Ertragsteueransprüche	(10)	910	4.680
Liquide Mittel	(18)	6.546	7.020
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		3.281	3.079
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		449	89
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		2.816	3.852
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	5.261	620
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>		<b>43.863</b>	<b>50.651</b>
<b>Summe Aktiva</b>		<b>140.426</b>	<b>152.872</b>

## Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2012	2011
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.001	2.001
Kapitalrücklage	(20)	13.740	13.747
Gewinnrücklagen	(21)	22.868	23.796
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(22)	-147	-277
Eigene Anteile	(19)	-3.505	-3.530
<b>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</b>		<b>34.957</b>	<b>35.737</b>
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		4.410	4.484
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-548	-608
<b>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</b>	(23)	<b>3.862</b>	<b>3.876</b>
<b>Eigenkapital</b>		<b>38.819</b>	<b>39.613</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	21.937	24.029
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	5.655	7.057
Ertragsteuern	(10)	2.053	3.585
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	4.890	3.245
Übrige Rückstellungen	(25)	23.685	22.427
Passive latente Steuern	(10)	6.781	6.786
<b>Langfristige Schulden</b>		<b>65.001</b>	<b>67.129</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	4.007	5.885
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	25.938	30.729
Ertragsteuern	(10)	1.391	4.425
Übrige Rückstellungen	(25)	4.073	4.985
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	1.197	106
<b>Kurzfristige Schulden</b>		<b>36.606</b>	<b>46.130</b>
<b>Summe Passiva</b>		<b>140.426</b>	<b>152.872</b>

## Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €

2012

2011

Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)	2.641	-1.861
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-37	-14
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	5.078	7.081
Veränderung der Rückstellungen	358	1.465
Veränderung der latenten Steuern	901	-2.040
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-407	1.097
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-504	-717
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-49	-44
<i>Beteiligungen</i>	-325	-599
<i>Wertpapiere (&gt;3 Monate)</i>	-130	-74
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	778	1.599
<i>Vorräte sowie Emissionszertifikate</i>	-158	-645
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	1.753	-2.537
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	8.843	-2.393
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	1.538	-72
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-11.198	7.246
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)<sup>1)</sup></b>	<b>8.808</b>	<b>6.610</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	4.418	5.987
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	464	260
<i>Beteiligungen</i>	3.954	5.727
Auszahlungen für Investitionen	-6.997	-6.524
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-6.379	-6.216
<i>Beteiligungen</i>	-618	-308
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	5.593	5.845
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-5.679	-8.703
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-353	344
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-3.018</b>	<b>-3.051</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen <sup>2)</sup>	-149	-11
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-1.905	-2.858
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-197	-208
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	573	3.978
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-5.170	-6.736
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-6.848</b>	<b>-5.835</b>
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>	<b>-1.058</b>	<b>-2.276</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	26	-12
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang <sup>3)</sup>	3.855	6.143
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende<sup>4)</sup></b>	<b>2.823</b>	<b>3.855</b>

1) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow enthält Textziffer 12.

2) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.

3) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresanfang umfassen auch Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen E.ON Bulgaria in Höhe von 3 Mio €.

4) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende umfassen auch die Bestände der als Abgangsgruppen ausgewiesenen E.ON Thüringer Energie Gruppe sowie der E.ON Energy from Waste Gruppe von zusammen 7 Mio €.

Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit		
in Mio €	2012	2011
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-530	-49
Gezahlte Zinsen	-1.349	-1.644
Erhaltene Zinsen	497	444
Erhaltene Dividenden	614	710



## Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinn- rücklagen	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs- umrechnung	Weiter- veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
<b>Stand zum 1. Januar 2011</b>	<b>2.001</b>	<b>13.747</b>	<b>29.026</b>	<b>-1.570</b>	<b>1.923</b>	<b>57</b>
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekauft/verkaufte eigene Anteile						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.858			
Anteilserhöhung			17			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			-2.389	453	-1.028	-112
Konzernüberschuss/Konzern- fehlbetrag (-)			-2.219			
Other Comprehensive Income			-170	453	-1.028	-112
Veränderung versicherungs- mathematischer Gewinne/ Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen			-170			
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				453	-1.028	-112
<b>Stand zum 31. Dezember 2011</b>	<b>2.001</b>	<b>13.747</b>	<b>23.796</b>	<b>-1.117</b>	<b>895</b>	<b>-55</b>
<b>Stand zum 1. Januar 2012</b>	<b>2.001</b>	<b>13.747</b>	<b>23.796</b>	<b>-1.117</b>	<b>895</b>	<b>-55</b>
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekauft/verkaufte eigene Anteile		-7				
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-1.905			
Anteilserhöhung			1			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			976	503	-85	-288
Konzernüberschuss			2.217			
Other Comprehensive Income			-1.241	503	-85	-288
Veränderung versicherungs- mathematischer Gewinne/ Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen			-1.241			
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				503	-85	-288
<b>Stand zum 31. Dezember 2012</b>	<b>2.001</b>	<b>13.740</b>	<b>22.868</b>	<b>-614</b>	<b>810</b>	<b>-343</b>

		Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss	Summe
		-3.531	41.653	4.532	-600	3.932	45.585
				-110		-110	-110
	1		1				1
				43		43	43
				-41		-41	-41
			-2.858	-198		-198	-3.056
			17	-55		-55	-38
					-8	-8	-8
			-3.076	313		313	-2.763
			-2.219	358		358	-1.861
			-857	-45		-45	-902
			-170	-25		-25	-195
			-687	-20		-20	-707
		-3.530	35.737	4.484	-608	3.876	39.613
		-3.530	35.737	4.484	-608	3.876	39.613
				-66		-66	-66
	25		18				18
				20		20	20
				-16		-16	-16
			-1.905	-196		-196	-2.101
			1	-214		-214	-213
					60	60	60
			1.106	398		398	1.504
			2.217	424		424	2.641
			-1.111	-26		-26	-1.137
			-1.241	-118		-118	-1.359
			130	92		92	222
		-3.505	34.957	4.410	-548	3.862	38.819

## (1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

### Allgemeine Grundsätze

Dieser Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315a Abs. 1 HGB unter Beachtung der International Financial Reporting Standards (IFRS) und Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum 31. Dezember 2012 verpflichtend anzuwenden waren.

### Grundlagen

Die Aufstellung des Konzernabschlusses für den E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) erfolgt grundsätzlich auf Basis der historischen Kosten, eingeschränkt durch die zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewerteten zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerte (Available-for-Sale) sowie die erfolgswirksam zum Fair Value angesetzten finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten (inklusive derivativer Finanzinstrumente).

### Konsolidierungsgrundsätze

In den Konzernabschluss werden die Abschlüsse der E.ON SE und der von ihr beherrschten Unternehmen (Tochterunternehmen) einbezogen. Beherrschung liegt vor, wenn die Gesellschaft die Möglichkeit zur Bestimmung der Finanz- und Geschäftspolitik eines Unternehmens hat, um daraus wirtschaftlichen Nutzen zu ziehen. Darüber hinaus werden Zweckgesellschaften konsolidiert, wenn die wirtschaftliche Betrachtung des Verhältnisses zwischen E.ON und der Zweckgesellschaft zeigt, dass E.ON dieses Unternehmen beherrscht.

Die Ergebnisse der im Laufe des Jahres erworbenen oder veräußerten Tochterunternehmen werden vom Erwerbszeitpunkt an beziehungsweise bis zu ihrem Abgangszeitpunkt in die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung einbezogen.

Sofern erforderlich, werden die Jahresabschlüsse der Tochterunternehmen angepasst, um ihre Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an die im Konzern angewandten Methoden anzugleichen. Konzerninterne Forderungen, Schulden und Zwischenergebnisse zwischen Konzernunternehmen werden im Rahmen der Konsolidierung eliminiert.

### Assoziierte Unternehmen

Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Unternehmen, auf welches E.ON durch Mitwirkung an dessen finanz- und geschäftspolitischen Entscheidungsprozessen maßgeblichen Einfluss nehmen kann, wobei weder Beherrschung noch gemeinschaftliche Beherrschung vorliegt. Maßgeblicher Einfluss wird grundsätzlich angenommen, wenn E.ON direkt oder indirekt ein Stimmrechtsanteil von mindestens 20, aber nicht mehr als 50 Prozent zusteht.

Anteile an assoziierten Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert. Ebenfalls grundsätzlich nach der Equity-Methode werden Unternehmen bilanziert, für die E.ON trotz Mehrheit der Stimmrechte aufgrund von Beschränkungen in Bezug auf das Vermögen oder die Geschäftsführung keine Beherrschungsmöglichkeit besitzt.

Im Rahmen der Anwendung der Equity-Methode werden die Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem auf E.ON entfallenden Anteil der Reinvermögensänderung fortentwickelt. Anteilige Verluste, die den Wert des Beteiligungsanteils des Konzerns an einem assoziierten Unternehmen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung zuzurechnender langfristiger Ausleihungen, übersteigen, werden nicht erfasst. Ein bilanzierter Goodwill wird im Buchwert des assoziierten Unternehmens ausgewiesen.

Unrealisierte Zwischenergebnisse aus Transaktionen mit assoziierten Unternehmen, die at equity bewertet sind, werden im Rahmen der Konsolidierung anteilig eliminiert, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte wesentlich sind.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfung (Impairment-Test) wird der Buchwert eines at equity bewerteten Unternehmens mit dessen erzielbarem Betrag verglichen. Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, ist eine Wertminderung (Impairment) in Höhe des Differenzbetrags vorzunehmen. Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, erfolgt eine entsprechende erfolgswirksame Zuschreibung.

Die Abschlüsse der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden grundsätzlich nach konzerneinheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

### Joint Ventures

Gemeinschaftlich geführte Unternehmen (Joint Ventures) werden ebenfalls nach der Equity-Methode bilanziert. Unrealisierte Zwischenergebnisse aus Transaktionen mit Joint Ventures werden im Rahmen der Konsolidierung anteilig eliminiert, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte wesentlich sind.

### Unternehmenszusammenschlüsse

Die Bilanzierung von Unternehmenszusammenschlüssen erfolgt nach der Erwerbsmethode, bei der der Kaufpreis dem neu bewerteten anteiligen Netto-Reinvermögen des erworbenen Unternehmens gegenübergestellt wird (Kapitalkonsolidierung). Dabei sind die Wertverhältnisse zum Erwerbszeitpunkt zugrunde zu legen, der dem Zeitpunkt entspricht, zu dem die Beherrschung über das erworbene Unternehmen erlangt wurde. Wertdifferenzen werden in voller Höhe aufgedeckt, das heißt, ansatzfähige Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden des Tochterunternehmens werden unabhängig von vorliegenden Anteilen ohne beherrschenden Einfluss grundsätzlich mit ihren Fair Values in der Konzernbilanz ausgewiesen. Die Fair-Value-Bestimmung für einzelne Vermögenswerte erfolgt zum Beispiel bei marktgängigen Wertpapieren durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erwerbszeitpunkt sowie bei Grundstücken, Gebäuden und größeren technischen Anlagen in der Regel anhand unternehmensextern vorgenommener Bewertungsgutachten. Kann auf Börsen- oder Marktpreise nicht zurückgegriffen werden, werden die Fair Values auf Basis der verlässlichsten verfügbaren Informationen ermittelt, die auf Marktpreisen für vergleichbare Vermögenswerte oder auf geeigneten Bewertungsverfahren beruhen. E.ON bestimmt in diesen Fällen den Fair Value mittels der Discounted-Cashflow-Methode auf Basis der erwarteten künftigen Cashflows und der gewichteten Kapitalkosten. Grundsätzlich folgen zur Bestimmung der Cashflows neben der Berücksichtigung der drei Planjahre der Mittelfristplanung zwei zusätzliche Detailplanungsjahre, die unter Verwendung einer aus Branchen- und Unternehmensdaten abgeleiteten Wachstumsrate über die Nutzungsdauer des Vermögenswertes fortgeschrieben werden. Der Abzinsungssatz berücksichtigt die speziellen Risiken der erworbenen Aktivitäten.

Die Bewertung der nicht beherrschenden Anteile erfolgt entweder zu Anschaffungskosten (Partial-Goodwill-Methode) oder zum Fair Value (Full-Goodwill-Methode). Das gegebene Wahlrecht kann einzelfallweise ausgeübt werden. Im E.ON-Konzern ist grundsätzlich die Partial-Goodwill-Methode anzuwenden.

Transaktionen mit Anteilseignern ohne beherrschenden Einfluss werden als Transaktionen mit Eigenkapitalgebern behandelt. Resultiert aus dem Erwerb weiterer Anteile an einem Tochterunternehmen ein Unterschiedsbetrag zwischen den Anschaffungskosten für diese Anteile und den Buchwerten der erworbenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss, ist dieser vollständig im Eigenkapital zu erfassen.

Gewinne und Verluste aus Verkäufen von Anteilen ohne beherrschenden Einfluss werden, sofern sie nicht zu einem Verlust des beherrschenden Einflusses führen, ebenfalls im Eigenkapital erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte sind separat anzusetzen, wenn sie eindeutig abgrenzbar sind oder ihr Ansatz auf einem vertraglichen oder anderen Recht basiert. Sie sind insoweit nicht im Goodwill enthalten. Rückstellungen für Restrukturierungsmaßnahmen dürfen im Rahmen der Kaufpreisverteilung nicht neu gebildet werden. Ist der gezahlte Kaufpreis höher als das neu bewertete anteilige Netto-Reinvermögen zum Erwerbszeitpunkt, wird der positive Differenzbetrag als Goodwill aktiviert. Ein auf nicht beherrschende Anteile entfallender positiver Unterschiedsbetrag wird grundsätzlich nicht angesetzt. Ein negativer Differenzbetrag wird sofort ergebniswirksam aufgelöst.

### Währungsumrechnung

Transaktionen der Gesellschaft, die in einer Fremdwährung erfolgen, werden mit dem Wechselkurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet. Monetäre Posten in Fremdwährung werden zu jedem Bilanzstichtag mit dem dann geltenden Wechselkurs umgerechnet; dabei entstehende Umrechnungsdifferenzen werden ebenso wie die Effekte bei Realisierung ergebniswirksam erfasst und in den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus der Umrechnung von originären Finanzinstrumenten, die zur Währungsabsicherung der Netto-Aktiva von Fremdwährungsbeteiligungen eingesetzt sind, werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst. Der ineffektive Anteil der Absicherung wird sofort ergebniswirksam erfasst.

Die funktionale Währung der E.ON SE sowie die Berichtswährung des Konzerns ist der Euro. Die Vermögens- und Schuldposten der ausländischen Tochterunternehmen der Gesellschaft mit einer anderen funktionalen Währung als dem Euro werden zu den am Bilanzstichtag geltenden Mittelkursen umgerechnet, während die entsprechenden Posten der Gewinn- und Verlustrechnung zu Jahresdurchschnittskursen umgerechnet werden. Wesentliche Geschäftsvorfälle ausländischer Konzerngesellschaften mit abweichender funktionaler Währung werden zum jeweiligen Transaktionskurs umgerechnet. Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung der Vermögens- und Schuldposten gegenüber der Umrechnung des Vorjahres sowie Umrechnungsdifferenzen zwischen der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz werden ergebnisneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income gesondert ausgewiesen.

Umrechnungseffekte, die auf die Anschaffungskosten von als weiterveräußerbare Wertpapiere klassifizierten monetären Finanzinstrumenten entfallen, sind erfolgswirksam zu erfassen. Auf die Fair-Value-Anpassungen monetärer Finanzinstrumente entfallende Umrechnungseffekte sowie Währungsumrechnungseffekte für nicht monetäre, als weiterveräußerbare klassifizierte Finanzinstrumente werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst.

Der Devisenverkehr aus der Russischen Föderation kann im Einzelfall Beschränkungen unterliegen. Der brasilianische Real ist nicht frei konvertierbar.

Die Wechselkurse wesentlicher Währungen von Ländern, die nicht an der Europäischen Währungsunion teilnehmen, haben sich wie folgt entwickelt:

Währungen		1 €, Mittelkurs zum Stichtag		1 €, Jahresdurchschnittskurs	
	ISO-Code	2012	2011	2012	2011
Britisches Pfund	GBP	0,82	0,84	0,81	0,87
Brasilianischer Real	BRL	2,70	2,42	2,51	2,33
Norwegische Krone	NOK	7,35	7,75	7,48	7,79
Russischer Rubel	RUB	40,33	41,77	39,93	40,88
Schwedische Krone	SEK	8,58	8,91	8,70	9,03
Ungarischer Forint	HUF	292,30	314,58	289,25	279,37
US-Dollar	USD	1,32	1,29	1,28	1,39

## Ertragsrealisierung

### a) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Kunden beziehungsweise Erwerber. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist. Die Umsatzerlöse für Güter beziehungsweise Dienstleistungen bemessen sich nach dem Fair Value der erhaltenen oder zu erhaltenden Gegenleistung. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider.

Umsatzerlöse werden ohne Umsatzsteuer, Retouren, Rabatte und Preisnachlässe und nach Eliminierung konzerninterner Verkäufe ausgewiesen.

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten. In diesem Posten werden auch Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas, aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser sowie aus dem Eigenhandel ausgewiesen.

### b) Zinserträge

Zinserträge werden zeitanteilig unter Anwendung der Effektivzinsmethode erfasst.

### c) Dividendenerträge

Dividendenerträge werden zu dem Zeitpunkt erfasst, in dem das Recht auf den Empfang der Zahlung entsteht.

## Strom- und Energiesteuern

Die Stromsteuer entsteht bei Stromlieferungen an Endverbraucher und weist einen pro Kilowattstunde (kWh) fixen, nach Abnehmergruppen differenzierten Tarif auf. Die geleisteten Strom- und Energiesteuern werden offen von den Umsatzerlösen abgesetzt, sofern die Strom- und Energiesteuer mit der Abnahme der Energie durch den Endverbraucher entsteht.

## Verkäufe von Anteilen an Beteiligungen

Führt die Ausgabe von Anteilen von Tochterunternehmen oder assoziierten Unternehmen an Konzernfremde zu einer Reduzierung des prozentualen Anteilsbesitzes von E.ON an diesen Beteiligungen (Verwässerung) und dadurch zu einem Verlust des beherrschenden, gemeinschaftlichen beziehungsweise des maßgeblichen Einflusses, so werden Gewinne und Verluste aus diesen Verwässerungstransaktionen erfolgswirksam unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst.

## Ergebnis je Aktie

Das Basis-Ergebnis (unverwässertes Ergebnis) je Aktie ergibt sich aus der Division des den Gesellschaftern des Mutterunternehmens zustehenden Konzernüberschusses durch die gewogene durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien. Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht bei E.ON der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

## Goodwill und immaterielle Vermögenswerte

### Goodwill

Nach IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“ (IFRS 3) unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich einer Werthaltigkeitsprüfung auf der Betrachtungsebene zahlungsmittelgenerierender Einheiten (Cash Generating Units) unterzogen. Bei Eintritt besonderer Ereignisse, die dazu führen können, dass der Buchwert einer Cash Generating Unit nicht mehr durch den erzielbaren Betrag gedeckt ist, ist auch unterjährig ein Impairment-Test durchzuführen.

Die Zuordnung von neu entstandenem Goodwill erfolgt jeweils zu den Cash Generating Units, von denen erwartet wird, dass sie aus dem Zusammenschluss Nutzen ziehen. Die Cash Generating Units, denen Goodwill zugeordnet ist, entsprechen grundsätzlich den operativen Segmenten, da Goodwill lediglich auf dieser Ebene gesteuert wird. Die Goodwill-Impairment-Tests werden, von Ausnahmen abgesehen, in Euro durchgeführt, wobei der zugrunde liegende Goodwill stets in funktionaler Währung geführt wird.

Die Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills erfolgt, indem der erzielbare Betrag einer Cash Generating Unit mit ihrem Buchwert einschließlich Goodwill verglichen wird. Der erzielbare Betrag ist der höhere der beiden Werte aus Fair Value abzüglich Veräußerungskosten der Cash Generating Unit und deren

Nutzungswert. E.ON ermittelt zur Bestimmung des erzielbaren Betrags einer Cash Generating Unit zunächst den Fair Value (abzüglich Veräußerungskosten) mittels allgemein anerkannter Bewertungsverfahren. Die Basis hierfür ist die Mittelfristplanung der jeweiligen Cash Generating Unit. Die Bewertung erfolgt anhand von Discounted-Cashflow-Berechnungen und wird, sofern verfügbar, mittels geeigneter Multiplikatoren plausibilisiert. Zudem werden – sofern vorhanden – Markttransaktionen oder Bewertungen Dritter für ähnliche Vermögenswerte berücksichtigt. Bei Bedarf wird zudem eine Berechnung des Nutzungswerts durchgeführt. In Abgrenzung zur Ermittlung des Fair Values erfolgt die Berechnung des Nutzungswerts aus der Sichtweise des Managements. In Einklang mit IAS 36 „Wertminderung von Vermögenswerten“ (IAS 36) wird außerdem sichergestellt, dass insbesondere Restrukturierungsaufwendungen sowie Erst- und Erweiterungsinvestitionen (sofern diese noch nicht begonnen wurden) nicht in die Bewertung einbezogen werden.

Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, so ist auf den dieser Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill eine Wertminderung in Höhe des Differenzbetrags zu erfassen.

Übersteigt der identifizierte Abwertungsbedarf den der Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill, sind die übrigen Vermögenswerte der Einheit im Verhältnis ihrer Buchwerte abzuschreiben. Eine Abstockung einzelner Vermögenswerte darf lediglich dann vorgenommen werden, wenn hierdurch der jeweilige Buchwert den höheren der folgenden Werte nicht unterschreiten würde:

- den Fair Value abzüglich Veräußerungskosten,
- den Nutzungswert oder
- den Wert null.

Der Betrag des Wertminderungsaufwands, der in diesem Fall dem Vermögenswert darüber hinaus zugeordnet worden wäre, ist anteilig auf die anderen Vermögenswerte der Einheit zu verteilen.



Die jährliche Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills auf Ebene der Cash Generating Units erfolgt bei E.ON jeweils im vierten Quartal eines Geschäftsjahres.

Im Posten Abschreibungen erfasste Wertminderungen, die auf den Goodwill einer Cash Generating Unit vorgenommen werden, dürfen in späteren Perioden nicht rückgängig gemacht werden.

### Immaterielle Vermögenswerte

Gemäß IAS 38 „Immaterielle Vermögenswerte“ (IAS 38) werden immaterielle Vermögenswerte über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer beschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert. Bei der Klassifizierung werden unter anderem Faktoren wie typische Produktlebenszyklen und rechtliche oder ähnliche Beschränkungen berücksichtigt.

Erworbene immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden in die Kategorien marketingbezogen, kundenbezogen, vertraglich bedingt und technologiebezogen eingeteilt. Die selbst erstellten immateriellen Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer stehen im Zusammenhang mit Software. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer beschrieben. Diese beträgt bei den Kategorien marketingbezogene, kundenbezogene und vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte grundsätzlich 5 bis 25 Jahre. Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte werden grundsätzlich über eine Nutzungsdauer von 3 bis 5 Jahren beschrieben. Zu dieser Kategorie zählt insbesondere Software. Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte werden im Einklang mit den in den Verträgen fixierten Regelungen planmäßig beschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden unterliegen einer jährlichen Überprüfung. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte.

Immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmbaren Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und jährlich – beziehungsweise im Falle von Ereignissen, die auf eine Wertminderung hindeuten können, auch unterjährig – auf ihre Werthaltigkeit überprüft. Zudem erfolgt eine jährliche Überprüfung, ob die Einschätzung einer unbestimmbaren Nutzungsdauer aufrechtzuerhalten ist.

In Übereinstimmung mit IAS 36 wird der Buchwert eines immateriellen Vermögenswertes mit bestimmbarer wie unbestimmbarer Nutzungsdauer mit dessen erzielbarem Betrag, der dem höheren Betrag aus dem Nutzungswert des Vermögenswertes und dem Fair Value abzüglich Veräußerungskosten entspricht, verglichen. Überschreitet der Buchwert den korrespondierenden erzielbaren Betrag, so wird eine Wertminderung in Höhe des Unterschiedsbetrags zwischen Buchwert und erzielbarem Betrag im Posten Abschreibungen erfasst.

Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, werden immaterielle Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben. Der im Rahmen einer Wertaufholung zu erhöhende Buchwert eines immateriellen Vermögenswertes mit bestimmbarer Nutzungsdauer darf den Buchwert, der sich durch planmäßige Abschreibung ohne die Berücksichtigung von zuvor erfassten Wertminderungen in der Periode ergeben hätte, nicht übersteigen.

Sofern kein erzielbarer Betrag für einen einzelnen immateriellen Vermögenswert ermittelt werden kann, wird der erzielbare Betrag für die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten (Cash Generating Unit) bestimmt, der dieser immaterielle Vermögenswert zugeordnet werden kann. Bezüglich weiterer Informationen zu Goodwill und immateriellen Vermögenswerten wird auf Textziffer 14 verwiesen.

### Aufwendungen für Forschung und Entwicklung

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung müssen nach IFRS in Forschungs- und Entwicklungsphase aufgeteilt werden. Während Forschungsaufwendungen sofort erfolgswirksam erfasst werden, sind Entwicklungsaufwendungen bei Vorliegen der in IAS 38 genannten allgemeinen Ansatzkriterien für einen immateriellen Vermögenswert sowie weiterer spezieller Voraussetzungen zu aktivieren. In den Geschäftsjahren 2012 und 2011 waren diese Kriterien – mit Ausnahme von selbst erstellter Software – nicht erfüllt.

## Emissionsrechte

Nach IFRS werden Emissionsrechte, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionsrechtssystemen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtungen gehalten werden, als immaterielle Vermögenswerte ausgewiesen. Da Emissionsrechte keiner planmäßigen Abnutzung im Rahmen des Produktionsprozesses unterliegen, erfolgt der Ausweis unter den immateriellen Vermögenswerten mit unbestimmbarer Nutzungsdauer. Die Emissionsrechte werden mit den Anschaffungskosten bei Ausgabe für die jeweilige Abrechnungsperiode als (Teil-)Erfüllung des Zuteilungsbescheids der zuständigen nationalen Behörde oder bei Erwerb aktiviert.

Getätigte Emissionen werden durch Bildung einer Rückstellung zum Buchwert der gehaltenen Emissionsrechte beziehungsweise bei Unterdeckung zum aktuellen Fair Value der Emissionsrechte berücksichtigt. Die Aufwendungen für die Bildung der Rückstellung werden im Materialaufwand ausgewiesen.

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit werden Emissionsrechte auch zu Eigenhandelszwecken gehalten. Emissionsrechte des Eigenhandelsbestands werden unter den sonstigen betrieblichen Vermögenswerten mit den Anschaffungskosten oder dem niedrigeren Fair Value angesetzt.

## Sachanlagen

Sachanlagen sind mit ihren Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich aktivierungspflichtiger Stilllegungskosten bewertet und werden entsprechend der voraussichtlichen Nutzungsdauer der Komponenten grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf besser gerecht wird. Die Nutzungsdauern der wesentlichen Komponenten werden nachfolgend dargestellt:

Nutzungsdauern der Sachanlagen	
Gebäude	10 bis 50 Jahre
Technische Anlagen und Maschinen	10 bis 65 Jahre
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3 bis 25 Jahre

Sachanlagen werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte. In einem solchen Fall erfolgt die Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36 entsprechend den für immaterielle Vermögenswerte erläuterten Grundsätzen. Sofern eine Wertminderung vorzunehmen ist, wird die Restnutzungsdauer gegebenenfalls entsprechend angepasst. Sind die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen, werden diese Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben, wobei diese Wertaufholung nicht den Buchwert übersteigen darf, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderung erfasst worden wäre.

Investitionszulagen oder -zuschüsse mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt.

Nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten, zum Beispiel aufgrund von Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen, werden nur dann als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Vermögenswerts oder – sofern einschlägig – als separater Vermögenswert erfasst, wenn es wahrscheinlich ist, dass daraus dem Konzern zukünftig wirtschaftlicher Nutzen zufließen wird und die Kosten des Vermögenswerts zuverlässig ermittelt werden können.

Aufwendungen für Reparaturen und Wartungen, die keine wesentliche Ersatzinvestition darstellen, werden in dem Geschäftsjahr aufwandswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in dem sie angefallen sind.

### Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen

Die Explorations- und Feldesentwicklungs-Ausgaben werden nach der sogenannten „Successful Efforts Method“ bilanziert. Im Einklang mit IFRS 6 „Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen“ (IFRS 6) werden die Ausgaben für Explorationsbohrungen, deren Ergebnis noch nicht endgültig feststeht, zunächst grundsätzlich als immaterieller Vermögenswert aktiviert.

Beim Nachweis von Öl- und/oder Gasreserven und genehmigter Feldesentwicklung werden die betreffenden Ausgaben in das Sachanlagevermögen umgebucht. Die Sachanlagen werden entsprechend der Produktionsmenge abgeschrieben. Für die wirtschaftlich nicht fündigen Bohrungen werden die zuvor aktivierten Ausgaben der Bohrungen sofort als Aufwand verrechnet. Andere aktivierte Ausgaben werden ebenfalls abgeschrieben, sobald keine entwickelbaren Reserven nachgewiesen werden konnten. Sonstige Aufwendungen für geologische und geophysikalische Arbeiten (Seismik) und Lizenzgebühren werden sofort ergebniswirksam erfasst.

### Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, die im Zusammenhang mit dem Erwerb oder der Herstellung sogenannter qualifizierter Vermögenswerte vom Zeitpunkt der Anschaffung beziehungsweise ab Beginn der Herstellung bis zur Inbetriebnahme entstehen, werden aktiviert und anschließend mit dem betreffenden Vermögenswert abgeschrieben. Bei einer spezifischen Fremdfinanzierung werden die jeweiligen Fremdkapitalkosten, die in der Periode für diese Finanzierung entstanden sind, berücksichtigt. Bei nicht spezifischer Finanzierung wurde ein konzern-einheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 5,0 Prozent für 2012 (2011: 5,0 Prozent) zugrunde gelegt. Andere Fremdkapitalkosten werden aufwandswirksam gebucht.

### Zuwendungen der öffentlichen Hand

Investitionszulagen oder -zuschüsse der öffentlichen Hand mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt. Sie werden auf linearer Basis über die erwartete Nutzungsdauer der zugehörigen Vermögenswerte erfolgswirksam aufgelöst.

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden dann zum Fair Value erfasst, wenn mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die Zuwendung erfolgen wird und der Konzern die notwendigen Bedingungen für den Erhalt der Zuwendung erfüllt.

Öffentliche Zuwendungen für Kosten werden über den Zeitraum ertragswirksam gebucht, in dem die entsprechenden Kosten, für deren Kompensation sie gewährt wurden, anfallen.

### Leasing

Leasing-Transaktionen werden in Einklang mit IAS 17 „Leasingverhältnisse“ (IAS 17) entsprechend den vertraglichen Regelungen und den daraus resultierenden Chancen und Risiken klassifiziert. Zudem konkretisiert IFRIC 4 „Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ (IFRIC 4) die Kriterien für eine Einstufung von Vereinbarungen über die Nutzung von Vermögenswerten als Leasing. Bei kumulativer Erfüllung der Kriterien in IFRIC 4 können auch Bezugs- beziehungsweise Lieferverträge im Strom- und Gasbereich sowie bestimmte Nutzungsrechte als Leasing zu klassifizieren sein. E.ON schließt Verträge sowohl als Leasinggeber als auch als Leasingnehmer ab.

Transaktionen, bei denen E.ON als Leasingnehmer involviert ist, werden in Finanzierungsleasing- und Operating-Leasing-Verhältnisse (Operating Lease) unterschieden. Sind die wesentlichen Chancen und Risiken und somit das wirtschaftliche Eigentum der Gesellschaft zuzurechnen, werden solche Transaktionen als Finanzierungsleasing erfasst und das Leasingobjekt einschließlich der Verbindlichkeit in gleicher Höhe bei der Gesellschaft bilanziert.

Der Ansatz erfolgt zu Beginn der Laufzeit des Leasingverhältnisses mit dem niedrigeren Wert aus dem Fair Value des Leasingobjekts und dem Barwert der Mindestleasingzahlungen.

Das Leasingobjekt wird über die wirtschaftliche Nutzungsdauer beziehungsweise die kürzere Laufzeit des Leasingverhältnisses abgeschrieben. Die Verbindlichkeit wird in den Folgeperioden nach der Effektivzinsmethode fortentwickelt.

Alle übrigen Leasinggeschäfte, bei denen E.ON als Leasingnehmer auftritt, werden als Operating Lease behandelt; die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst.

Leasing-Transaktionen, bei denen E.ON Leasinggeber ist und die wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasingobjektes auf den Vertragspartner übertragen werden, sind als Finanzierungsleasing erfasst. Der Barwert der ausstehenden Mindestleasingzahlungen wird als Forderung bilanziert. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistungen beziehungsweise Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden über die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektivzinsmethode erfasst.

Alle übrigen Leasing-Transaktionen, bei denen E.ON als Leasinggeber auftritt, werden als Operating Lease behandelt; das Leasingobjekt bleibt bei E.ON bilanziert, und die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

## Finanzinstrumente

### Originäre Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente werden bei Zugang zum Fair Value am Erfüllungstag unter Berücksichtigung der Transaktionskosten bilanziert. Nicht konsolidierte Beteiligungen werden ebenso wie die Wertpapiere in Übereinstimmung mit IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ (IAS 39) bewertet. Die Bewertungsmethoden werden entsprechend der Fair-Value-Hierarchie aufgegliedert. E.ON kategorisiert finanzielle Vermögenswerte als zu Handelszwecken gehalten (Held-for-Trading), als weiterveräußerbare Wertpapiere (Available-for-Sale) sowie als Ausleihungen und Forderungen (Loans and Receivables). Das Management bestimmt die Kategorisierung der finanziellen Vermögenswerte beim erstmaligen Ansatz.

Die als weiterveräußerbar kategorisierten Wertpapiere werden fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Daraus resultierende unrealisierte Gewinne und Verluste werden nach Abzug von latenten Steuern bis zur Realisierung als Eigenkapitalbestandteil (Other Comprehensive Income) ausgewiesen. Realisierte Gewinne und Verluste werden auf Basis von einzelnen Transaktionen ermittelt. Liegen objektive Hinweise für eine Wertminderung vor, werden zuvor im Other Comprehensive Income ausgewiesene Verluste im Finanzergebnis erfasst. Bei der Einschätzung einer möglichen Wertminderung berücksichtigt E.ON alle verfügbaren Informationen, wie Marktbedingungen, Dauer und Ausmaß des Wertrückgangs. Liegt der Wert der als weiterveräußerbar klassifizierten Eigenkapitalinstrumente und ähnlicher langfristiger Investitionen zum Bilanzstichtag mindestens 20 Prozent unterhalb der Anschaffungskosten

oder liegt der Wert seit mehr als zwölf Monaten durchschnittlich mindestens 10 Prozent unterhalb der Anschaffungskosten, ist dies ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung. Für Fremdkapitalinstrumente wird ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung grundsätzlich angenommen, wenn sich das Rating von Investment-Grade zu Non-Investment-Grade verschlechtert hat. Wertaufholungen auf Eigenkapitalinstrumente werden ausschließlich erfolgsneutral vorgenommen, für Fremdkapitalinstrumente hingegen erfolgswirksam.

Ausleihungen und Forderungen (einschließlich der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) sind originäre finanzielle Vermögenswerte mit fixen beziehungsweise bestimmbareren Zahlungen, die nicht an einem aktiven Markt notiert sind. Ausleihungen und Forderungen werden unter den Forderungen und sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sie werden im Rahmen der Folgebewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen.

Originäre finanzielle Verbindlichkeiten (einschließlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen) im Anwendungsbereich des IAS 39 werden zu fortgeführten Anschaffungskosten (Amortized Cost) unter Anwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Die Erstbewertung erfolgt zum Fair Value unter Einbeziehung von Transaktionskosten. In der Folgebewertung wird der Restbuchwert um die bis zur Fälligkeit verbleibenden Agio-Zuschreibungen und Disagio-Abschreibungen angepasst. Das Agio beziehungsweise Disagio wird über die Laufzeit im Finanzergebnis erfasst.

### Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Derivative Finanzinstrumente und trennungspflichtige eingebettete derivative Finanzinstrumente werden sowohl bei erstmaliger Bilanzierung als auch in Folgeperioden zum Fair Value am Handelstag bewertet. Sie sind gemäß IAS 39 zwingend als Held-for-Trading zu kategorisieren, soweit sie nicht Bestandteil einer Sicherungsbeziehung (Hedge Accounting) sind. Gewinne und Verluste aus Fair-Value-Schwankungen werden sofort ergebniswirksam erfasst.

Im Wesentlichen werden Termingeschäfte und Währungsswaps im Devisenbereich sowie Zins-, Zins-/Währungsswaps und Zinsoptionen im Zinsbereich eingesetzt. Die eingesetzten Instrumente im Commodity-Bereich umfassen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Optionen und Termingeschäfte. Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit werden Derivate im Commodity-Bereich auch zu Eigenhandelszwecken erworben.

Die Anforderungen gemäß IAS 39 an das Hedge Accounting umfassen insbesondere die Dokumentation der Sicherungsbeziehung zwischen Grund- und Sicherungsgeschäft, die Sicherungsstrategie sowie die regelmäßige retrospektive und prospektive Effektivitätsmessung. Bei der Beurteilung der Effektivität werden sämtliche Bestandteile der Fair-Value-Veränderungen von Derivaten berücksichtigt. Das Hedge Accounting wird als effektiv angesehen, wenn sich die Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments in einer Bandbreite von 80 bis 125 Prozent der gegenläufigen Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts bewegt.

Im Rahmen von Fair Value Hedge Accounting wird neben der Fair-Value-Veränderung des Derivats auch die gegenläufige Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts, soweit sie auf das gesicherte Risiko entfällt, erfolgswirksam erfasst. Wird ein derivatives Finanzinstrument nach IAS 39 als Sicherungsgeschäft in einem Cashflow Hedge eingesetzt, wird der effektive Teil der Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income ausgewiesen. Eine Umbuchung in die Gewinn- und Verlustrechnung wird in der Periode vorgenommen, in der die Cashflows des Grundgeschäfts erfolgswirksam werden. Entfällt das gesicherte Grundgeschäft, wird das Sicherungsergebnis sofort erfolgswirksam reklassifiziert. Der ineffektive Anteil der Fair-Value-Veränderung eines Sicherungsgeschäfts, für das ein Cashflow Hedge gebildet wurde, wird sofort im erforderlichen Umfang erfolgswirksam erfasst. Zur Sicherung von Währungsrisiken der Netto-Aktiva einer ausländischen Beteiligung (Hedge of a Net Investment) werden sowohl derivative als auch nicht derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Effekte aus Fair-Value-Veränderungen beziehungsweise Stichtagsumrechnung dieser Instrumente werden gesondert im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income unter dem Posten Differenz aus der Währungsumrechnung erfasst.

Fair-Value-Änderungen, die erfolgswirksam erfasst werden müssen, werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus Zinsderivaten werden je Vertrag saldiert im Zinsergebnis ausgewiesen. Die Ergebnisse aus derivativen Eigenhandelsinstrumenten werden

saldiert unter den Umsatzerlösen oder dem Materialaufwand ausgewiesen. In diesen Posten sind auch bestimmte realisierte Erfolgskomponenten, wenn sie mit dem Absatz von Produkten in Beziehung stehen, enthalten.

Unrealisierte Gewinne und Verluste, die sich bei der Zugangsbewertung eines Derivats bei Vertragsabschluss ergeben, werden nicht erfolgswirksam erfasst. Diese Gewinne und Verluste werden abgegrenzt und systematisch über die Laufzeit des Derivats erfolgswirksam aufgelöst. Eine Ausnahme von der erfolgsneutralen Abgrenzung besteht, sofern die Zugangsbewertung durch Marktpreise in einem aktiven Markt gestützt, durch einen Vergleich mit anderen beobachtbaren zeitnahen Transaktionen verifiziert oder durch eine Bewertungstechnik, die nur auf beobachtbaren Marktdaten beruht, ermittelt wurde. In diesem Fall wird das Ergebnis der Zugangsbewertung erfolgswirksam erfasst.

Verträge, die für die Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf von E.ON abgeschlossen und in diesem Sinne gehalten werden, qualifizieren als Eigenverbrauchsverträge. Sie werden nicht als derivative Finanzinstrumente zum Fair Value gemäß IAS 39, sondern als schwebende Geschäfte gemäß den Regelungen des IAS 37 bilanziert.

IFRS 7 „Finanzinstrumente: Anhangangaben“ (IFRS 7) fordert umfangreiche qualitative und quantitative Angaben über das Ausmaß von Risiken aus Finanzinstrumenten. Weitere Informationen zu den Finanzinstrumenten sind in den Textziffern 30 und 31 zu finden.

### Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten beziehungsweise zum niedrigeren Netto-Veräußerungswert. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertberichtigungen auf den Netto-Veräußerungswert berücksichtigt.

### Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Forderungen und sonstige Vermögenswerte werden anfänglich zum Fair Value angesetzt, der im Regelfall dem Nominalbetrag entspricht. In der Folge werden sie zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Verwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen, die im ausgewiesenen Netto-Buchwert enthalten sind. Ist der Ausfall eines bestimmten Anteils des gesamten Forderungsbestands wahrscheinlich, werden Wertberichtigungen in dem Umfang vorgenommen, der dem erwarteten Nutzenausfall entspricht.

### Liquide Mittel

Die liquiden Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben sowie kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere. Bankguthaben und kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere mit einer ursprünglichen Laufzeit von mehr als drei Monaten werden unter den Wertpapieren und Festgeldanlagen ausgewiesen. Die liquiden Mittel mit einer originären Laufzeit von weniger als drei Monaten werden den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten zugeordnet, soweit sie keiner Verfügungsbeschränkung unterliegen.

Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen und deren Laufzeit mehr als zwölf Monate beträgt, werden unter den Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerten ausgewiesen.

### Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und damit verbundene Schulden

Ein Ausweis erfolgt in diesen Posten, wenn einzelne langfristige Vermögenswerte oder Gruppen von Vermögenswerten und gegebenenfalls direkt zurechenbaren Schuldposten (Disposal Groups) vorliegen, die in ihrem jetzigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung hinreichend wahrscheinlich ist. Voraussetzung für das Vorliegen einer Disposal Group ist, dass die Vermögenswerte und Schulden in einer einzigen Transaktion oder im Rahmen eines Gesamtplans zur Veräußerung bestimmt sind.

Bei einer nicht fortgeführten Aktivität (Discontinued Operation) handelt es sich um einen Geschäftsbereich (Component of an Entity), der entweder zur Veräußerung bestimmt oder bereits veräußert worden ist und sowohl aus betrieblicher Sicht als auch für Zwecke der Finanzberichterstattung eindeutig von den übrigen Unternehmensaktivitäten abgegrenzt werden kann. Außerdem muss der als nicht fortgeführte Aktivität qualifizierte Geschäftsbereich einen gesonderten wesentlichen Geschäftszweig (Major Business Line) oder einen bestimmten geographischen Geschäftsbereich des Konzerns repräsentieren.

Auf langfristige Vermögenswerte, die einzeln oder zusammen in einer Disposal Group zur Veräußerung bestimmt sind oder die zu einer nicht fortgeführten Aktivität gehören, werden keine planmäßigen Abschreibungen mehr vorgenommen. Sie werden zum niedrigeren Wert aus Buchwert und Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten angesetzt. Liegt der Fair Value unter dem Buchwert, erfolgt eine Wertminderung.

Das Ergebnis aus der Bewertung von zur Veräußerung vorgesehenen Geschäftsbereichen zum Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten sowie die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung nicht fortgeführter Aktivitäten werden ebenso wie das Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit dieser Geschäftsbereiche in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns gesondert als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Die Vorjahreswerte der Gewinn- und Verlustrechnung werden entsprechend angepasst. Der Ausweis der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgt in einem separaten Bilanzposten. In der Kapitalflussrechnung werden die Zahlungsströme nicht fortgeführter Aktivitäten separat ausgewiesen und die Vorjahreswerte entsprechend angepasst. Eine Anpassung der Bilanz des Vorjahres erfolgt hingegen nicht.

### Eigenkapitalinstrumente

In Abgrenzung zum Fremdkapital ist Eigenkapital nach IFRS definiert als Residualanspruch an den Vermögenswerten des Konzerns nach Abzug aller Schulden. Das Eigenkapital ergibt sich somit als Restgröße aus den Vermögenswerten und Schulden.

E.ON ist Kaufverpflichtungen gegenüber Anteilseignern ohne beherrschenden Einfluss von Tochterunternehmen eingegangen. Durch diese Vereinbarungen erhalten die Aktionäre ohne beherrschenden Einfluss das Recht, ihre Anteile zu vorher festgelegten Bedingungen anzudienen. Keine der Vertragsgestaltungen führt dazu, dass die wesentlichen Chancen und Risiken zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses auf E.ON übergegangen sind. IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“



(IAS 32) sieht in diesem Fall vor, dass eine Verbindlichkeit in Höhe des Barwertes des zukünftigen wahrscheinlichen Ausübungspreises zu bilanzieren ist. Dieser Betrag wird aus einem separaten Posten innerhalb der Anteile ohne beherrschenden Einfluss umgegliedert und gesondert als Verbindlichkeit ausgewiesen. Die Umgliederung erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Ausübung. Die Aufzinsung der Verbindlichkeit wird im Zinsaufwand erfasst. Läuft eine Kaufverpflichtung unausgeübt aus, wird die Verbindlichkeit in die Anteile ohne beherrschenden Einfluss zurückgegliedert. Ein etwaiger Differenzbetrag zwischen Verbindlichkeiten und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss wird direkt im Eigenkapital erfasst.

Sofern Gesellschafter ein gesetzliches, nicht ausschließbares Kündigungsrecht besitzen (zum Beispiel bei deutschen Personengesellschaften), bedingt dieses Kündigungsrecht nach IAS 32 einen Verbindlichkeitsausweis der im Konzern vorhandenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss an den betroffenen Unternehmen. Die Verbindlichkeit wird zum Barwert des vermutlichen Abfindungsbetrages bei einer eventuellen Kündigung ausgewiesen. Der Ansatz erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Kündigung. Wertänderungen der Verbindlichkeit werden im sonstigen betrieblichen Ergebnis gezeigt. Aufzinsungseffekte und die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am Ergebnis werden als Zinsaufwand ausgewiesen.

Wenn ein Konzernunternehmen Eigenkapitalanteile der E.ON SE kauft (Treasury Shares), wird der Wert der bezahlten Gegenleistung, einschließlich direkt zurechenbarer zusätzlicher Kosten (netto nach Ertragsteuern), vom Eigenkapital der E.ON SE abgezogen, bis die Aktien eingezogen, wieder ausgegeben oder weiterverkauft werden. Werden solche eigenen Anteile nachträglich wieder ausgegeben oder verkauft, wird die erhaltene Gegenleistung, netto nach Abzug direkt zurechenbarer zusätzlicher Transaktionskosten und zusammenhängender Ertragsteuern, im Eigenkapital der E.ON SE erfasst.

### Aktienbasierte Vergütungen

Die Bilanzierung der im E.ON-Konzern ausgegebenen aktienorientierten Vergütungspläne erfolgt im Einklang mit IFRS 2 „Aktienbasierte Vergütung“ (IFRS 2). Bei dem im Geschäftsjahr 2006 eingeführten E.ON Share Performance Plan handelt es sich um aktienbasierte Vergütungstransaktionen mit Barausgleich, die zu jedem Bilanzstichtag zum Fair Value bewertet werden. E.ON ermittelt den Fair Value der fünften Tranche mittels Monte-Carlo-Simulationstechnik. Ab der sechsten Tranche

wird der 60-Tages-Durchschnittskurs der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. In die Ermittlung der Rückstellung der sechsten Tranche fließen darüber hinaus die Entwicklungen der Kennzahlen ROACE und WACC ein. Der Vergütungsaufwand wird erfolgswirksam über den Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit erfasst.

### Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Bei leistungsorientierten Versorgungsplänen werden die Rückstellungen gemäß IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ (IAS 19) mittels der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected Unit Credit Method) ermittelt, wobei zum Bilanzstichtag des Geschäftsjahres eine versicherungsmathematische Bewertung durchgeführt wird. Hierbei werden nicht nur die am Stichtag bekannten Rentenverpflichtungen und erworbenen Anwartschaften, sondern auch wirtschaftliche Trendannahmen berücksichtigt, die nach realistischen Erwartungen gewählt werden.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, die sich aus Abweichungen zwischen den rechnungsmäßig erwarteten und den tatsächlich eingetretenen Änderungen der Personenbestände sowie der Rechnungsannahmen ergeben können, werden vollständig in der Periode erfasst, in der sie auftreten. Sie werden außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung in der Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen (Statements of Recognized Income and Expenses) ausgewiesen.

Der Dienstzeitaufwand, der die im Geschäftsjahr gemäß Leistungsplan hinzuerworbenen Ansprüche der aktiven Arbeitnehmer repräsentiert, wird im Personalaufwand ausgewiesen; der Zinsaufwand sowie die erwarteten Planvermögenserträge werden im Finanzergebnis erfasst.

Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand wird sofort in dem Umfang erfolgswirksam erfasst, in dem die Leistungen bereits unverfallbar sind, und ansonsten linear über den durchschnittlichen Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit der geänderten Leistungen verteilt.

Der bilanzierte Betrag stellt den um den nicht erfassten nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwand bereinigten Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nach Verrechnung mit dem Fair Value des Planvermögens dar. Ein gegebenenfalls aus dieser Berechnung entstehender Vermögenswert ist der Höhe nach beschränkt auf etwaigen noch nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwand zuzüglich des Barwerts verfügbarer Rückerstattungen und der Verminderung künftiger Beitragszahlungen sowie den Nutzen aus Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen.

Zahlungen für beitragsorientierte Versorgungspläne werden bei Fälligkeit als Aufwand erfasst und innerhalb des Personalaufwands ausgewiesen. Zahlungen für staatliche Versorgungspläne werden wie die für beitragsorientierte Versorgungspläne behandelt, sofern die Verpflichtungen im Rahmen dieser Versorgungspläne denen aus beitragsorientierten Versorgungsplänen grundsätzlich entsprechen.

### Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sowie übrige Rückstellungen

Nach IAS 37 „Rückstellungen, Eventualschulden, Eventualforderungen“ (IAS 37) werden Rückstellungen gebildet, wenn rechtliche oder faktische Verpflichtungen gegenüber außenstehenden Dritten vorliegen, die aus vergangenen Ereignissen resultieren und deren Erfüllung wahrscheinlich zu einem zukünftigen Ressourcenabfluss führen wird. Hierbei muss die Höhe der Verpflichtung zuverlässig geschätzt werden können. Der Ansatz der Rückstellung erfolgt zum voraussichtlichen Erfüllungsbetrag. Langfristige Verpflichtungen werden – sofern der aus der Diskontierung resultierende Zinseffekt (Unterschiedsbetrag zwischen Barwert und Rückzahlungsbetrag) wesentlich ist – mit dem Barwert ihres voraussichtlichen Erfüllungsbetrages angesetzt, wobei auch zukünftige Kostensteigerungen, die am Bilanzstichtag absehbar und wahrscheinlich sind, in die Bewertung einbezogen werden. Langfristige Verpflichtungen werden mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen Marktzinssatz diskontiert. Die Aufzinsungsbeträge sowie die Zinsänderungseffekte werden grundsätzlich innerhalb des Finanzergebnisses ausgewiesen. Eine mit der Rückstellung zusammenhängende Erstattung wird, sofern ihre Vereinnahmung so gut wie sicher ist, als separater Vermögenswert aktiviert. Ein saldierter Ausweis innerhalb der Rückstellungen ist nicht zulässig. Geleistete Anzahlungen werden von den Rückstellungen abgesetzt.

Verpflichtungen, die aus der Stilllegung oder dem Rückbau von Sachanlagen resultieren, werden – sofern eine zuverlässige Schätzung möglich ist – in der Periode ihrer Entstehung mit ihren diskontierten Erfüllungsbeträgen passiviert. Zugleich werden die Buchwerte der entsprechenden Sachanlagen um denselben Betrag erhöht. In den Folgeperioden werden die aktivierten Stilllegungs- und Rückbaukosten über die voraussichtliche Restnutzungsdauer des entsprechenden Vermögenswertes abgeschrieben, während die Rückstellung jährlich aufgezinst wird.

Schätzungsänderungen ergeben sich insbesondere bei Abweichungen von der ursprünglich geschätzten Kostenentwicklung, bei Änderungen bezüglich des Zahlungszeitpunkts oder des Verpflichtungsumfanges sowie regelmäßig aus der Anpassung des Diskontierungszinssatzes an das aktuelle Marktzinsniveau. Die Anpassung von Rückstellungen für die Stilllegung beziehungsweise den Rückbau von Sachanlagen bei Schätzungsänderungen erfolgt in der Regel erfolgsneutral durch eine Gegenbuchung in den Sachanlagen. Sofern die stillzulegende Sachanlage bereits vollständig abgeschrieben ist, wirken sich Schätzungsänderungen in der Gewinn- und Verlustrechnung aus.

Die Schätzwerte für Rückstellungen für nicht vertragliche Verpflichtungen im Kernenergiebereich beruhen auf externen Gutachten und werden laufend aktualisiert.

Die E.ON Sverige AB (E.ON Sverige) ist nach schwedischem Recht verpflichtet, Abgaben an Schwedens Fonds für Nuklearabfall zu leisten. Die erforderlichen Abgaben für nukleare Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls und Stilllegung werden entsprechend der Stromerzeugung für das jeweilige Kernkraftwerk seitens der schwedischen Strahlenschutzbehörde vorgeschlagen, von Regierungsstellen genehmigt und in entsprechender Höhe von E.ON Sverige gezahlt. Gemäß IFRIC 5 „Rechte auf Anteile an Fonds für Entsorgung, Wiederherstellung und Umweltsanierung“ (IFRIC 5) wird für geleistete Zahlungen an den Nationalen Fonds für Nuklearabfall ein Ausgleichsanspruch für die Erstattung von Entsorgungs- und Stilllegungsaufwendungen innerhalb der sonstigen Vermögenswerte aktiviert. Entsprechend der üblichen Vorgehensweise in Schweden werden die Rückstellungen mit dem Realzins diskontiert.

Rückstellungen für bedingte Verpflichtungen zum Rückbau von Sachanlagen, bei denen Art, Umfang, Zeitpunkt und beizumessende Wahrscheinlichkeiten nicht verlässlich ermittelbar sind, werden nicht gebildet.

Bei Existenz belastender Verträge, bei denen die unvermeidbaren Kosten zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtung höher sind als der erwartete Nutzen aus dem Vertragsverhältnis, werden Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften gebildet. Entsprechende Rückstellungen werden mit dem niedrigeren Betrag aus Verpflichtungsüberhang bei Vertragserfüllung und eventuellen Straf- oder Entschädigungszahlungen im Falle einer Nichterfüllung des Vertrages angesetzt. Die Ermittlung der Verpflichtungen aus einem schwebenden Vertragsverhältnis erfolgt absatzmarktorientiert.

Eventualverbindlichkeiten sind mögliche Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, die nicht gänzlich vom Unternehmen kontrollierbar sind, oder gegenwärtige Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, bei denen der Abfluss von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen unwahrscheinlich ist oder deren Höhe nicht ausreichend verlässlich bestimmt werden kann. Eventualverbindlichkeiten werden grundsätzlich nicht in der Bilanz erfasst.

Sofern erforderlich werden Rückstellungen für Restrukturierung mit dem Barwert der zukünftigen Mittelabflüsse angesetzt. Die Rückstellungsbildung erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem ein detaillierter Restrukturierungsplan, der vom Management beschlossen und öffentlich angekündigt wurde beziehungsweise den Mitarbeitern oder deren Vertretern kommuniziert wurde, vorliegt. Für die Bemessung der Rückstellungshöhe werden nur die den Restrukturierungsmaßnahmen direkt zuordenbaren Aufwendungen herangezogen. Nicht berücksichtigt werden Aufwendungen, die mit dem zukünftigen operativen Geschäft in Verbindung stehen.

### Ertragsteuern

Nach IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12) sind latente Steuern für temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Schulden in der Bilanz und ihren Steuerwerten zu bilden (Verbindlichkeits-Methode). Aktive und passive latente Steuern werden für temporäre Differenzen gebildet, die zu steuerpflichtigen oder abzugsfähigen Beträgen bei der Ermittlung des zu versteuernden Einkommens künftiger Perioden führen, es sei denn, die abweichenden Wertansätze resultieren aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld zu einem Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles weder das Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Einkommen beeinflusst hat (sogenannte Initial

Differences). IAS 12 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf noch nicht genutzte Verlustvorträge und Steuergutschriften. Aktive latente Steuern werden in dem Maße bilanziert, wie es wahrscheinlich ist, dass ein zu versteuerndes Ergebnis verfügbar sein wird, gegen das die temporären Differenzen und noch nicht genutzten Verlustvorträge verwendet werden können. Die Unternehmenseinheiten werden individuell daraufhin beurteilt, ob es wahrscheinlich ist, dass in künftigen Jahren ein positives steuerliches Ergebnis entsteht. Eine etwa bestehende Verlusthistorie wird bei dieser Analyse einbezogen. Für den Teil der aktiven latenten Steuern, für den diese Annahmen nicht zutreffen, wird der Wert der latenten Steuern vermindert.

Passive latente Steuern, die durch temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen entstehen, werden angesetzt, es sei denn, dass der Zeitpunkt der Umkehrung der temporären Differenzen im Konzern bestimmt werden kann und es wahrscheinlich ist, dass sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit aufgrund dieses Einflusses nicht umkehren werden.

Zur Ermittlung der latenten Steuern sind die Steuersätze anzuwenden, die zu dem Zeitpunkt gelten, in dem sich die vorübergehenden Differenzen wahrscheinlich wieder ausgleichen werden. Die Auswirkungen von Steuersatz- oder Steuergesetzänderungen auf die aktiven und passiven latenten Steuern werden im Regelfall ergebniswirksam berücksichtigt. Eine Änderung über das Eigenkapital erfolgt bei latenten Steuern, die vormals erfolgsneutral gebildet wurden. Die Änderung erfolgt grundsätzlich in der Periode, in der das materielle Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen ist.

Die latenten Steuern für inländische Unternehmen sind mit einem Gesamtsteuersatz von 30 Prozent (2011: 30 Prozent) ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent (2011: 15 Prozent) der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer (2011: 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer) und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz in Höhe von 14 Prozent (2011: 14 Prozent) im Konzern berücksichtigt. Für ausländische Gesellschaften werden die jeweiligen nationalen Steuersätze zugrunde gelegt.

Die wichtigsten temporären Differenzen sind in Textziffer 10 angegeben.

## Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist gemäß IAS 7 „Kapitalflussrechnungen“ (IAS 7) in Geschäftstätigkeit, Investitionstätigkeit und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Zahlungsströme der nicht fortgeführten Aktivitäten werden in der Kapitalflussrechnung gesondert ausgewiesen. Gezahlte und erhaltene Zinsen, gezahlte und erstattete Ertragsteuern sowie erhaltene Dividenden sind Bestandteil des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit, gezahlte Dividenden werden im Bereich der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen von Anteilen an Unternehmen gezahlte (beziehungsweise erhaltene) Kaufpreise werden abzüglich erworbener (beziehungsweise abgegebener) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente im Bereich der Investitionstätigkeit gezeigt, soweit hiermit eine Kontrollerlangung beziehungsweise ein Kontrollverlust einhergeht. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen ohne Kontrollerlangung beziehungsweise Kontrollverlust erfolgt ein Ausweis der korrespondierenden Zahlungsströme im Bereich der Finanzierungstätigkeit. Wechselkursbedingte Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden gesondert ausgewiesen.

## Segmentberichterstattung

Gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) werden die Segmente der Gesellschaft – dem sogenannten „Management Approach“ folgend – nach der internen Berichtsstruktur abgegrenzt. Als intern verwendete Ergebnisgröße zur Performance-Messung wird ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes EBITDA als Segmentergebnis herangezogen (vergleiche Textziffer 33).

## Gliederung der Bilanz sowie der Gewinn- und Verlustrechnung

Die Konzernbilanz wird im Einklang mit IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1) nach der Fristigkeitenmethode aufgestellt. Dabei werden Vermögenswerte, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag realisiert werden, sowie Verbindlichkeiten, die innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag fällig werden, grundsätzlich als kurzfristig ausgewiesen.

Die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem auch für interne Zwecke Anwendung findenden Gesamtkostenverfahren.

## Kapitalstrukturmanagement

E.ON verwendet zum Management der Kapitalstruktur die Steuerungsgröße Debt Factor. Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und unserem EBITDA. Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung

schließt neben den Finanzschulden auch Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein, außerdem werden die Netto-Marktwerte der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement) einbezogen. Das von E.ON gesetzte mittelfristige Ziel für den Debt Factor ist ein Wert von kleiner 3.

Bei unserem EBITDA im Geschäftsjahr von 10.786 Mio € (2011: 9.293 Mio €) und einer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum Bilanzstichtag in Höhe von 35.879 Mio € (2011: 36.385 Mio €) beträgt der Debt Factor 3,3 (2011: 3,9).

## Schätzungen und Annahmen sowie Ermessen bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze

Die Aufstellung des Konzernabschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, die die Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen im Konzern, den Ausweis und die Bewertung beeinflussen können. Die Schätzungen basieren auf Erfahrungen der Vergangenheit und weiteren Erkenntnissen über zu bilanzierende Geschäftsvorfälle. Die tatsächlichen Beträge können von diesen Schätzungen abweichen.

Die Schätzungen und die zugrunde liegenden Annahmen werden fortlaufend überprüft. Anpassungen hinsichtlich der für die Rechnungslegung relevanten Schätzungen werden in der Periode der Änderung berücksichtigt, sofern die Änderungen ausschließlich diese Periode beeinflussen. Sofern die Änderungen sowohl die aktuelle Berichtsperiode als auch zukünftige Perioden betreffen, werden diese in der laufenden Periode und in späteren Perioden berücksichtigt.

Schätzungen sind insbesondere erforderlich bei der Bewertung von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten, namentlich in Zusammenhang mit Kaufpreisallokationen, dem Ansatz und der Bewertung aktiver latenter Steuern, der Bilanzierung von Pensions- und übrigen Rückstellungen, bei der Durchführung von Werthaltigkeitsprüfungen in Übereinstimmung mit IAS 36 sowie der Fair-Value-Ermittlung bestimmter Finanzinstrumente.

Die Grundlagen für die Einschätzungen bei den relevanten Themen werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

## (2) Neue Standards und Interpretationen

### Im Jahr 2012 anzuwendende Standards und Interpretationen

Das International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC, vormals IFRIC) haben die folgenden Standards und Interpretationen verabschiedet, die von der EU in europäisches Recht übernommen wurden und im Berichtszeitraum 1. Januar 2012 bis 31. Dezember 2012 verpflichtend anzuwenden sind:

**Änderungen zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben – Übertragung finanzieller Vermögenswerte“**  
Im Oktober 2010 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRS 7. Die neue Version des Standards soll Abschlusslesern ein besseres Verständnis bezüglich des Transfers finanzieller Vermögenswerte bei bestimmten Transaktionen (zum Beispiel Verbriefung von Kreditpositionen) geben. Die Änderungen umfassen insbesondere die Offenlegung möglicher Risiken, die beim Unternehmen, welches den Vermögenswert übertragen hat, infolge eines anhaltenden Engagements verbleiben. Die Änderung wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2011 beginnen. Die Änderung hatte keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON.

### Im Jahr 2012 noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen

Das IASB und das IFRS IC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet. Die Anwendung dieser Regelungen erfolgt im Geschäftsjahr nicht, da zum jetzigen Zeitpunkt die Anerkennung durch die EU teilweise aussteht beziehungsweise die Standards und Interpretationen noch nicht verpflichtend anzuwenden sind:

#### IFRS 9 „Finanzinstrumente“

Im November 2009 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (IFRS 9). Danach werden alle Finanzinstrumente, die derzeit in den Anwendungsbereich des IAS 39 fallen, fortan nur noch in zwei Kategorien unterteilt: Finanzinstrumente, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, und Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Im Oktober 2010 veröffentlichte

das IASB eine erweiterte Version des IFRS 9. Sie umfasst zusätzliche Vorschriften für die Bilanzierung von finanziellen Verbindlichkeiten. IFRS 9 sollte verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen. Im Dezember 2011 hat das IASB eine Änderung veröffentlicht, die nunmehr eine Verschiebung des verpflichtenden Erstanwendungszeitpunkts auf Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2015 beginnen, vorsieht. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. In diesem Zusammenhang hat das IASB auch eine Änderung an IFRS 7 vorgenommen. Danach ergeben sich bei einer vorzeitigen Anwendung des IFRS 9, in Abhängigkeit vom tatsächlichen Erstanwendungszeitpunkt durch das Unternehmen, abweichende Anforderungen an die Darstellung einer Vergleichsperiode und die damit zusammenhängenden Anhangangaben. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### IFRS 10 „Konzernabschlüsse“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 10 „Konzernabschlüsse“ (IFRS 10). Er ersetzt die bisher in IAS 27 „Konzern- und Einzelabschlüsse“ sowie SIC-12 „Konsolidierung Zweckgesellschaften“ (SIC-12) enthaltenen Leitlinien über Beherrschung und Konsolidierung. IFRS 10 schafft eine einheitliche Definition des Beherrschungsbegriffs, der sich stärker als zuvor an der wirtschaftlichen Betrachtungsweise orientiert. Der neue Standard kann damit zu einer veränderten Abgrenzung des Konsolidierungskreises führen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. IFRS 10 ist demnach grundsätzlich retrospektiv für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 11 „Gemeinschaftliche Vereinbarungen“ (IFRS 11), IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“ (IFRS 12), IAS 27 „Einzelabschlüsse“ (IAS 27) und IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“ (IAS 28) angewendet werden.



### IFRS 11 „Gemeinschaftliche Vereinbarungen“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 11. Er ersetzt IAS 31 „Anteile an Gemeinschaftsunternehmen“ (IAS 31) und SIC-13 „Gemeinschaftlich geführte Unternehmen – Nichtmonetäre Einlagen durch Partnerunternehmen“ (SIC-13). Der Standard unterscheidet künftig zwei Arten von gemeinschaftlichen Vereinbarungen (Joint Arrangements): Gemeinschaftsunternehmen (Joint Ventures) und gemeinschaftliche Tätigkeiten (Joint Operations). Ausgangspunkt für die Bestimmung der gemeinsamen Kontrolle (Joint Control) sind die Vorgaben des IFRS 10. Sofern nach der Beurteilung des einzelnen Sachverhalts ein Joint Venture vorliegt, ist dieses nach der Equity-Methode zu bilanzieren. Dagegen sind bei einer Joint Operation die anteiligen Vermögenswerte und Schulden sowie Aufwendungen und Erträge dem beteiligten Unternehmen direkt zuzurechnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach wird der neue Standard verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 12, IAS 27 und IAS 28 angewendet werden.

### IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“

IFRS 12 regelt die Anhangangaben sowohl für IFRS 10 als auch für IFRS 11 und wurde zusammen mit diesen Standards am 12. Mai 2011 vom IASB veröffentlicht. Der Standard verpflichtet Unternehmen, Angaben zum Wesen von Beteiligungen, den damit verbundenen Risiken und den Auswirkungen auf ihre Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zu veröffentlichen. Diese Angaben sind für Tochterunternehmen, Joint Arrangements, assoziierte Unternehmen und nicht konsolidierte strukturierte Einheiten (Zweckgesellschaften) erforderlich. Anzugeben sind auch bedeutende Ermessensentscheidungen und Annahmen, einschließlich ihrer Änderungen, die bei der Beurteilung der Beherrschung nach IFRS 10 und bei Joint Arrangements getroffen wurden. Der neue Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen und wird verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist.

E.ON erwartet aus der Anwendung von IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 eine marginale Verringerung des Ergebnisses von rund 10 Mio € und eine Zunahme der Schulden um rund 0,3 Mrd €.

### IFRS 13 „Bewertung zum beizulegenden Zeitwert“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 13 „Bewertung zum beizulegenden Zeitwert“ (IFRS 13). Das Ziel des Standards ist, den Begriff des „beizulegenden Zeitwerts“ zu definieren und Leitlinien für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts sowie Angabepflichten zu schaffen, die standardübergreifend anzuwenden sind. Der beizulegende Zeitwert wird im Standard als der Preis definiert, der beim Verkauf eines Vermögenswertes oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion zwischen unabhängigen Marktteilnehmern am Bewertungsstichtag gezahlt würde. Bei nicht finanziellen Vermögenswerten wird der beizulegende Zeitwert auf der Grundlage der bestmöglichen Nutzung („highest and best use“) des Vermögenswertes durch einen Marktteilnehmer ermittelt. IFRS 13 tritt am 1. Januar 2013 in Kraft und ist prospektiv anzuwenden, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die EU hat den neuen Standard in europäisches Recht übernommen. E.ON erwartet grundsätzlich eine Reduktion der Bilanzansätze für zum Fair Value bilanzierte Vermögenswerte und Schulden. Dies gilt insbesondere für die derivativen Finanzinstrumente, bei denen E.ON eine erfolgswirksame Reduktion der Bilanzansätze erwartet.

### IAS 27 „Einzelabschlüsse“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB eine neue Fassung des IAS 27. Die Neufassung enthält nunmehr ausschließlich Vorschriften zu IFRS-Einzelabschlüssen (vorher Konzern- und Einzelabschlüsse). Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach soll der neue Standard verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 und IAS 28 angewendet werden. Für E.ON ergeben sich aus dem neuen Standard keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.



### IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB eine neue Fassung des IAS 28. Die Neufassung regelt nunmehr, dass bei geplanten Teilveräußerungen von Anteilen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen der zu veräußernde Anteil bei Vorliegen der Voraussetzungen des IFRS 5 „Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebene Geschäftsbereiche“ (IFRS 5) als zur Veräußerung gehaltener langfristiger Vermögenswert auszuweisen ist. Der verbleibende Anteil ist weiterhin nach der Equity-Methode zu bilanzieren. Falls nach der Veräußerung ein assoziiertes Unternehmen besteht, wird dieses nach der Equity-Methode bilanziert. Andernfalls ist gemäß IFRS 9 zu verfahren. Der neue Standard integriert die Regelungen des SIC-13 und hebt bisherige Ausnahmen vom Anwendungsbereich des IAS 28 auf. Der Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen. Die Änderung soll demnach verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 und IAS 27 angewendet werden. Für E.ON ergeben sich keine wesentlichen Änderungen für den Konzernabschluss.

### Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Mai 2012 veröffentlichte das IASB zum vierten Mal einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 1, IAS 1, IAS 16, IAS 32 und IAS 34. Die Änderungen sind erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. Die Übernahme des Sammelstandards durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Änderungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards – Schwerwiegende Hochinflation und Beseitigung fixer Daten“

Im Dezember 2010 veröffentlichte das IASB zwei Änderungen zu IFRS 1. Die erste Änderung gibt Anwendungsleitlinien für den Fall, dass ein Unternehmen die IFRS-Vorschriften nicht einhalten konnte, weil eine Hochinflation in seiner funktionalen Währung vorlag. Die zweite Änderung ersetzt die Verweise auf den festen Umstellungszeitpunkt „1. Januar 2004“ durch die allgemeine Formulierung „Zeitpunkt des Übergangs auf IFRS“.

Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach sind die Änderungen für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, anzuwenden. Die Neufassungen des Standards haben keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

### Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards – Darlehen der öffentlichen Hand“

Im März 2012 hat das IASB weitere Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der IFRS“ verabschiedet, die sich auf Darlehen der öffentlichen Hand zu Zinssätzen, die unter dem Marktzins liegen, beziehen. Fortan wird Erstanwendern der IFRS beim Übergang auf IFRS eine Ausnahme von der retrospektiven Anwendung der IFRS bei der Bilanzierung dieser Darlehen gewährt. Die Neufassung tritt für Berichtsperioden in Kraft, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht steht noch aus. Die Änderungen des Standards haben keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

### Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12: „Konzernabschlüsse, Gemeinschaftliche Vereinbarungen und Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen: Übergangsvorschriften“

Das IASB hat im Juni 2012 Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 „Konzernabschlüsse, Gemeinschaftliche Vereinbarungen und Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen: Übergangsvorschriften“ (Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12) veröffentlicht. Darin werden Übergangsregelungen in IFRS 10 konkretisiert und zusätzlich Erleichterungen für die erstmalige Anwendung aller drei Standards gewährt. So sind angepasste Vergleichsangaben fortan lediglich für die unmittelbar vorangegangene Periode anzugeben. Für unkonsolidierte strukturierte Unternehmen entfällt die Angabepflicht von Vergleichsinformationen für Perioden vor der erstmaligen Anwendung von IFRS 12. Die Änderungen sind analog zum erstmaligen Inkrafttreten der Standards IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014

beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### Änderungen zu IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27 „Investmentgesellschaften“

Im Oktober 2012 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27 „Investmentgesellschaften“ (Änderungen zu IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27). Die Änderungen beinhalten eine Definition von Investmentgesellschaften und befreien diese vom Anwendungsbereich des IFRS 10. Demnach sollen Investmentgesellschaften als Mutterunternehmen künftig ihre Beteiligungen nicht konsolidieren, sondern diese erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert nach IFRS 9 oder IAS 39 erfassen. In diesem Zusammenhang ergeben sich auch neue Angabevorschriften bei IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“ und IAS 27 „Einzelabschlüsse“. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme der Änderungen durch die EU in europäisches Recht steht noch aus. E.ON erwartet keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### Änderungen zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“

Im Juni 2011 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1). Danach sind die einzelnen Komponenten des Other Comprehensive Income (OCI) zukünftig in der Gesamtergebnisrechnung dahin gehend zu untergliedern, ob in Zukunft ein erfolgswirksames Recycling erfolgt oder ob dies regelmäßig unterbleiben wird. Die Änderung ist für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juli 2012 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Für E.ON ergeben sich aus der Änderung keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### Änderungen zu IAS 12 „Ertragsteuern – Latente Steuern: Realisierung zugrunde liegender Vermögenswerte“

Im Dezember 2010 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12). Bei der Behandlung temporärer steuerlicher Differenzen im Zusammenhang mit als Finanzinvestitionen gehaltenen Immobilien ist grundsätzlich davon auszugehen, dass die Umkehrung dieser Differenzen durch Veräußerung und nicht durch fortgeführte Nutzung erfolgt. Die Änderung ist für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. E.ON erwartet aus der Änderung keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### Änderungen zu IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“

Im Juni 2011 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ (IAS 19R). E.ON erwartet folgende Auswirkungen auf den Konzernabschluss: Die erwarteten Erträge aus dem Planvermögen und der Zinsaufwand auf die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen werden durch ein einheitliches Netto-Zinsergebnis unter Zugrundelegung des Rechnungszinssatzes ersetzt. Das Netto-Zinsergebnis errechnet sich zukünftig auf Basis der Netto-Pensionsverbindlichkeiten/-vermögenswerte, die sich aus den bestehenden leistungsorientierten Pensionsplänen ergeben. Der nachzuverrechnende Dienstzeitaufwand wird zukünftig grundsätzlich in voller Höhe unmittelbar in der Periode der zugrunde liegenden Planänderung erfasst. Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste wurden bereits in der Vergangenheit vollständig und periodengerecht im Eigenkapital (OCI) erfasst. Der Wegfall der Möglichkeit, versicherungsmathematische Gewinne und Verluste über die Korridormethode beziehungsweise sofort erfolgswirksam zu erfassen, hat auf E.ON somit keine Auswirkung. Darüber hinaus werden im Anhang zusätzliche Angaben, unter anderem zu den Eigenschaften der bestehenden Pensionspläne, den damit für das Unternehmen erkennbaren Risiken sowie den Auswirkungen der leistungsorientierten Pläne auf die künftigen Cashflows des Unternehmens, vorgeschrieben. Der geänderte Standard enthält ebenso eine Überarbeitung der Vorschriften für die Leistungen aus Anlass der Beendigung eines Arbeitsverhältnisses. Die Änderungen zu IAS 19 sind für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Der Pensionsaufwand für das Geschäftsjahr 2012 würde sich bei Anwendung des IAS 19R um rund 6 Mio € erhöhen. Aus den Änderungen des IAS 19 erwartet E.ON für das Geschäftsjahr 2013 eine Erhöhung des Pensionsaufwands von rund 0,1 Mrd €. Darüber hinaus würden die Änderungen zu einer Reduzierung der Rückstellungen für Altersteilzeitverpflichtungen führen, verbunden mit einer Erhöhung der damit im Zusammenhang stehenden Aufwendungen in 2012 von rund 32 Mio €.

### Änderungen zu IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ und zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“

Im Dezember 2011 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 32 und zu IFRS 7. Künftig sollen Unternehmen Brutto- und Nettobeträge aus der Saldierung sowie Beträge für bestehende Saldierungsrechte, die nicht den bilanziellen Saldierungskriterien genügen, angeben. Zusätzlich dazu werden Inkonsistenzen in der Auslegung der bestehenden Vorschriften zur Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten beseitigt. Die genannten Änderungen haben abweichende Erst-anwendungszeitpunkte. Die Änderungen des IAS 32 sind für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, anzuwenden. Die Änderungen des IFRS 7 sind für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. E.ON erwartet zum aktuellen Zeitpunkt eine Bilanzverlängerung in Höhe von 1,5 Mrd € als Effekt aus der Umstellung auf einen Bruttoausweis.

### IFRIC 20 „Bilanzierung von Abraumbeseitigungskosten im Tagebergbau“

Im Oktober 2011 wurde IFRIC 20 „Bilanzierung von Abraumbeseitigungskosten im Tagebergbau“ (IFRIC 20) veröffentlicht. IFRIC 20 konkretisiert, unter welchen Voraussetzungen Abraumbeseitigungskosten im Rahmen der Produktionsphase eines Tagebergbaus als Vermögenswert bilanziert werden sollen. Zudem gibt er Leitlinien für die Bewertung zum Zugangszeitpunkt und in den Folgeperioden vor. IFRIC 20 tritt für Geschäftsjahre in Kraft, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. IFRIC 20 hat keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON.

### (3) Konsolidierungskreis

Die Anzahl der konsolidierten Unternehmen hat sich wie folgt verändert:

Konsolidierungskreis	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2011	161	334	495
Zugänge	3	17	20
Abgänge/Verschmelzungen	3	37	40
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2011</b>	<b>161</b>	<b>314</b>	<b>475</b>
Zugänge	6	9	15
Abgänge/Verschmelzungen	13	26	39
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2012</b>	<b>154</b>	<b>297</b>	<b>451</b>

Im Jahr 2012 wurden insgesamt 42 inländische und 55 ausländische Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2011: 51 beziehungsweise 54). Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten werden in Textziffer 4 erläutert.

#### **(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten**

##### **Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2012**

###### **Veräußerung von Windparks**

In Umsetzung der Strategie „Less Capital, More Value“ wurden im Oktober 2012 Verträge zur Veräußerung von jeweils 50 Prozent der Anteile an drei Windparks in Nordamerika unterzeichnet. Die Mittelzuflüsse beliefen sich auf 0,5 Mrd €. Die Windparks werden von der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführt. Die Windparks werden seit dem vierten Quartal 2012 als Abgangsgruppen ausgewiesen. Die relevanten Bilanzposten betreffen das Sachanlagevermögen (0,4 Mrd €), wesentliche Passiva liegen nicht vor.

Im Zuge der weiteren Umsetzung der Desinvestitionsstrategie wurden in 2012 folgende Aktivitäten als Abgangsgruppen beziehungsweise zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte klassifiziert:

###### **E.ON Thüringer Energie**

E.ON hat mit dem Kommunalen Energiezweckverband Thüringen (KET) Ende Dezember 2012 einen Vertrag zur Veräußerung eines 43-prozentigen Anteils an E.ON Thüringer Energie unterzeichnet. Die Transaktion hat ein Volumen von rund 0,9 Mrd €. Darin enthalten ist die Übernahme von Gesellschafterdarlehen in Höhe von rund 0,4 Mrd € durch den KET. Die Transaktion soll im ersten Halbjahr 2013 abgeschlossen werden. Der bei E.ON verbleibende 10-prozentige Anteil an E.ON Thüringer Energie soll ebenfalls kurzfristig veräußert werden. Die Beteiligung wird in der regionalen Einheit Deutschland geführt. Wesentliche Buchwerte betreffen das Sachanlagevermögen (1,1 Mrd €), Finanzanlagen (0,2 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit 0,2 Mrd € beziehungsweise 0,4 Mrd €.

###### **Slovenský Plynárenský Priemysel (SPP)**

E.ON hat im Januar 2013 mit dem tschechischen Energieunternehmen Energetický a Průmyslový Holding, Prag, Tschechien, einen Vertrag über die Veräußerung ihrer in der globalen Einheit Optimierung & Handel indirekt gehaltenen Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s. geschlossen. Der Kaufpreis für die 24,5-prozentige

indirekte Beteiligung beträgt 1,2 Mrd € inklusive abschließender Kaufpreisanpassungen. Die Beteiligung mit einem Buchwert von 1,2 Mrd € war bereits zum 31. Dezember 2012 als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert auszuweisen, da bereits Ende 2012 die kommerzielle Einigung im Wesentlichen vorlag. Der zuzurechnende Goodwill in Höhe von rund 0,2 Mrd € wurde in 2012 voll wertberichtigt. Die Transaktion wurde im Januar 2013 vollzogen.

###### **E.ON Energy from Waste**

Im Dezember 2012 hat E.ON Verträge zur Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens mit EQT Infrastructure II, einem zum schwedischen Investmentfonds EQT gehörenden Infrastrukturfonds, unterzeichnet. Das Joint Venture, an dem EQT zu 51 Prozent und E.ON zu 49 Prozent beteiligt sein werden, wird 100 Prozent der Anteile von E.ON an E.ON Energy from Waste, Helmstedt, übernehmen. Die Energy from Waste-Gruppe wird von der regionalen Einheit Deutschland geführt. Das Sachanlagevermögen stellt mit einem Buchwert von rund 0,9 Mrd € den wesentlichen Teil der bilanzierten Vermögenswerte dar. Weitere Vermögenswerte und Schulden betreffen das Umlaufvermögen (0,3 Mrd €), Rückstellungen (0,2 Mrd €), Verbindlichkeiten (0,2 Mrd €) sowie passive latente Steuern (0,1 Mrd €).

###### **E.ON Wasserkraft**

E.ON und die österreichische Verbund AG, Wien, Österreich, haben Anfang Dezember 2012 Verträge über einen weitreichenden Tausch von Beteiligungen unterzeichnet. E.ON übernimmt damit die bisher von Verbund gehaltene Beteiligung an Enerjisa Enerji A.Ş., Istanbul, Türkei, und damit Stromerzeugungskapazitäten und -projekte sowie Stromverteilung in der Türkei. Im Gegenzug gibt E.ON Anteile an bayerischen Wasserkraftwerken an Verbund ab. Verbund wird alleiniger Eigentümer dieser bayerischen Wasserkraftkapazitäten, hauptsächlich am Inn, an denen das Unternehmen überwiegend bereits zur Hälfte beteiligt ist. Verbund übernimmt im Wesentlichen die E.ON-Anteile an Österreichisch-Bayerische Wasserkraft AG, Donaukraftwerk Jochenstein AG, Grenzkraftwerke GmbH

sowie die Laufwasserkraftwerke Nussdorf, Ering-Frauenstein und Eggfling-Obernberg am Inn sowie Bezugsrechte an der Wasserkraftwerksgruppe Zemm-Ziller. Die den jeweiligen Beteiligungen und Kraftwerken zuzurechnende Erzeugungsleistung beträgt 351 MW. Als relevante Bilanzposten der in der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführten Abgangsgruppe sind das Sach- und Finanzanlagevermögen (0,1 Mrd €) sowie die sonstigen Aktiva (0,2 Mrd €) zu nennen. Der Vollzug der Transaktion wird für das erste Quartal 2013 angestrebt.

### Horizon

E.ON hat im Oktober einen Vertrag über den Verkauf ihrer Anteile an Horizon Nuclear Power Limited, Gloucester, Großbritannien, an den japanischen Industriekonzern Hitachi unterzeichnet. Der Kaufpreis für den 50-prozentigen Anteil von E.ON beträgt rund 0,4 Mrd €. Die Beteiligung wurde als Joint Venture von der regionalen Einheit Großbritannien geführt und wies zum 30. September 2012 einen Buchwert von rund 0,3 Mrd € auf. Die Transaktion wurde im November 2012 vollzogen.

### Beteiligung der E.ON Czech (JMP)

E.ON hat die Minderheitsbeteiligung Jihomoravská plynárenská, a.s. (JMP), Brno, Tschechien, verkauft. Der Kaufpreis beträgt rund 0,2 Mrd €. Die Beteiligung wurde zum 31. Dezember 2012 in der regionalen Einheit Tschechien als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen und hat einen Buchwert von rund 0,2 Mrd €. Der Vollzug der Transaktion ist im Januar 2013 mit einem geringfügigen Abgangsergebnis erfolgt.

### Open Grid Europe

E.ON hat die Anteile an der Gastransportgesellschaft Open Grid Europe GmbH, Essen, im Juli 2012 an ein Konsortium von Infrastrukturinvestoren veräußert. Der Kaufpreis liegt bei rund 3,2 Mrd € und beinhaltet die Übernahme von Pensionsverpflichtungen und bestimmten Vermögenswerten. Aufgrund des Verhandlungsstandes wurden die Aktivitäten bereits im Mai 2012 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die in der globalen Einheit Optimierung & Handel geführte Gesellschaft wies zum Abgangszeitpunkt ein Nettovermögen von rund 3,2 Mrd € auf. Die wesentlichen Bilanzposten betreffen das immaterielle Vermögen und Sachanlagevermögen (3,1 Mrd €), Finanzanlagevermögen (0,5 Mrd €), Umlaufvermögen (0,7 Mrd €), passive latente Steuern (0,6 Mrd €) und übrige Passiva (0,5 Mrd €). Aus der Veräußerung resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn vor Steuern.

### E.ON Bulgaria

E.ON hat im Dezember 2011 mit dem tschechischen Unternehmen ENERGO-PRO einen Vertrag zur Veräußerung ihrer 100-prozentigen Tochtergesellschaft E.ON Bulgaria unterzeichnet. Der Kaufpreis beträgt rund 0,1 Mrd €. Die wesentlichen Vermögenswerte betreffen mit 0,2 Mrd € das Sachanlage- sowie mit 0,1 Mrd € das Umlaufvermögen. Rückstellungen und Verbindlichkeiten betragen in Summe 0,1 Mrd €. Durch die Vereinbarung des Kaufpreises war im Dezember die Erfassung von Impairments auf den Goodwill beziehungsweise das Anlagevermögen in Höhe von insgesamt rund 0,1 Mrd € erforderlich. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012.

### HSE

Infolge der Abgabe der Thüga-Gruppe konnte im Laufe des dritten Quartals 2010 ein konkreter Verhandlungsstand über die Abgabe der in der globalen Einheit Gas bilanzierten 40-prozentigen Beteiligung an der HEAG Süd Hessische Energie AG, Darmstadt, erreicht werden. Die Beteiligung wurde dementsprechend Ende August 2010 in die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte umgegliedert. Der Buchwert der Beteiligung beläuft sich ebenso wie der Kaufpreis auf rund 0,3 Mrd €. Der Kaufvertrag wurde im Februar 2012 unterzeichnet. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012.

### Interconnector

Im Rahmen von Portfoliooptimierungen wurde auch die 15,09-Prozent-Beteiligung an der Interconnector (UK) Ltd., London, Großbritannien, veräußert. Entsprechend dem Verhandlungsstand wurde die Beteiligung zum 30. Juni 2012 als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen. Die bei der globalen Einheit Optimierung & Handel bilanzierte Beteiligung wurde mit Wirksamkeit zum September 2012 mit einem geringfügigen Abgangserfolg veräußert.

### Windpark London Array

Aufgrund regulatorischer Vorgaben sind die Betreiber des britischen Windparks London Array verpflichtet, Komponenten des Netzanschlusses des von der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführten britischen Windparks London Array an die Regulierungsbehörde abzugeben. E.ON sind 30 Prozent des Windparks zuzurechnen, die von der globalen Einheit Erneuer-

bare Energien geführt werden. Der Buchwert des Sachanlagevermögens beläuft sich auf rund 0,1 Mrd € zum Jahresende 2012. Als Kompensation erhält E.ON einen Betrag in vergleichbarer Größenordnung. Die Abgabe erfolgt voraussichtlich im zweiten Quartal 2013.

### Grundstück Briener Straße, München

Im Zuge des Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0 und der damit verbundenen Schließung des Standortes der E.ON Energie AG in München wurde das Grundstück Briener Straße im vierten Quartal 2012 mit einem geringfügigen Abgangsergebnis verkauft. Zum 30. September 2012 erfolgte daher der Ausweis des betreffenden Grundstücks (0,1 Mrd €) als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert.

## Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2011

### Central Networks

Im Rahmen der Desinvestitionsstrategie hat E.ON ihr britisches Stromverteilnetz an die PPL Corporation (PPL), Allentown, Pennsylvania, USA, zum 1. April 2011 verkauft. Der Kaufpreis für das Eigenkapital sowie für die Übernahme bestimmter Verbindlichkeiten beläuft sich auf rund 4,1 Mrd £ (1. April 2011: 4,6 Mrd €). Zusätzlich wurden Pensionsrückstellungen in Höhe von rund 0,1 Mrd £ übertragen. Aufgrund des Verhandlungsstandes wurden die Aktivitäten bereits seit dem 1. März 2011 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die in der Management Unit Region Großbritannien geführte Einheit wies zum 1. April 2011 ein Nettovermögen vor Konsolidierungseffekten von rund 2,0 Mrd £ (1. April 2011: 2,3 Mrd €) auf. Die wesentlichen Bilanzposten waren das Anlagevermögen (5,0 Mrd €), betriebliche Forderungen (0,4 Mrd €), konzerninterne Verbindlichkeiten (1,2 Mrd €), Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten (0,6 Mrd €), Pensions- und sonstige Rückstellungen (0,7 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,6 Mrd €). Der Veräußerungsgewinn beläuft sich vor Währungsumrechnungseffekten auf rund 0,5 Mrd £. Zum 1. April 2011 waren im OCI Beträge im Wesentlichen aus Währungsumrechnungsdifferenzen in Höhe von -0,2 Mrd € enthalten, sodass sich ein Veräußerungsgewinn von 0,4 Mrd € ergab.

### E.ON Rete

Mitte Dezember 2010 wurden die vertraglichen Vereinbarungen zum Verkauf von 100 Prozent der Anteile an der E.ON Rete S.r.l., Mailand, Italien, über die die bisherige Market Unit Italy das italienische Gasverteilnetz geführt hat, an ein Konsortium aus dem italienischen Infrastrukturfonds F2i SGR S.p.A. und AXA Private Equity zu einem Verkaufspreis von rund 0,3 Mrd € geschlossen. Seit dem 31. Dezember 2010 werden diese Aktivitä-

ten als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die wesentlichen Bilanzposten waren das immaterielle und das Sachanlagevermögen mit 0,1 Mrd € beziehungsweise 0,2 Mrd € sowie Verbindlichkeiten mit 0,2 Mrd €. Die Transaktion wurde Anfang April 2011 mit einem geringfügigen Veräußerungsgewinn vollzogen.

### Stadtwerke Duisburg/Stadtwerke Karlsruhe

Infolge des Abgangs der Thüga-Gruppe wurden die in der globalen Einheit Gas bilanzierten Beteiligungen an der Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruhe, (10 Prozent) sowie an der Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg, (20 Prozent) zum 31. Dezember 2010 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen. Die Verkäufe wurden Anfang 2011 beziehungsweise im Juli 2011 vollzogen.

### BKW

Ebenfalls im Rahmen von Portfoliobereinigungen beschloss E.ON die Abgabe von etwa 21 Prozent der Anteile an der BKW FMB Energie AG (BKW), Bern, Schweiz. Im Juli 2010 konnte der erste Teil der Transaktion mit der Übernahme von rund 14 Prozent durch BKW selbst sowie die Groupe E SA, Fribourg, Schweiz, vollzogen werden. Die verbleibenden rund 7 Prozent der Anteile werden seit dem vierten Quartal 2011 als Finanzanlagevermögen geführt.

### Beteiligung an OAO Gazprom

Im vierten Quartal 2010 wurde im Rahmen von Portfoliobereinigungen ein Großteil der gehaltenen Beteiligung an Gazprom an die russische Vnesheconombank (VEB), Moskau, Russische Föderation, veräußert. Der Veräußerungserlös aus diesem Geschäft betrug circa 2,6 Mrd €. Der Buchgewinn betrug circa 2,0 Mrd €. Der bei der globalen Einheit Gas verbliebene Anteil wurde als zur Veräußerung gehalten klassifiziert. Der Buchwert dieser Beteiligung betrug zum 31. Dezember 2010 rund 0,9 Mrd €. Diese Anteile wurden im ersten Quartal 2011 veräußert. Der Abgangserfolg betrug rund 0,6 Mrd €.



### (5) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Erwerber beziehungsweise Kunden. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist.

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten. Darüber hinaus sind Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas, aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser sowie aus dem Eigenhandel enthalten.

Die Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten werden realisiert, wenn sie vom

Kunden beziehungsweise Erwerber auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung abgenommen worden sind. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider. Unrealisierte und realisierte Erlöse aus Eigenhandelsaktivitäten werden saldiert in den Umsatzerlösen erfasst.

Im Geschäftsjahr 2012 lag der Umsatz mit 132 Mrd € um 17 Prozent über dem Vorjahresniveau. Dieser Zuwachs resultierte im Wesentlichen aus einem gestiegenen Handelsvolumen bei der Einheit Optimierung & Handel.

Die Aufteilung der Umsatzerlöse nach Segmenten findet sich in Textziffer 33.

### (6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 381 Mio € (2011: 519 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus Engineering-Leistungen im Netzbereich und im Zusammenhang mit Neubauprojekten.

### (7) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge		
in Mio €	2012	2011
Erträge aus Währungskursdifferenzen	4.108	6.027
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	3.779	4.559
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	529	1.416
Zuschreibungen im Anlagevermögen	365	24
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	114	132
Übrige	1.950	1.627
<b>Summe</b>	<b>10.845</b>	<b>13.785</b>

Grundsätzlich werden bei E.ON Derivate für die Absicherung (Hedging) von Commodity- sowie Devisen- und Zinsrisiken eingesetzt.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 2.276 Mio € (2011: 3.042 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 1.173 Mio € (2011: 2.353 Mio €).

Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung und realisierte Ergebnisse aus Derivaten nach IAS 39 mit Ausnahme von Ergebniseffekten aus Zinsderivaten. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich hier insbesondere aus den Commodity-Derivaten und dabei im Geschäftsjahr 2012 vor allem aus der Veränderung der stichtagsbezogenen Marktbewertung der strom-, kohle- und ölbezogenen Derivate. Im Vorjahr ergaben sich Effekte insbesondere aus den gas-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivaten.

In den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Veräußerung der Anteile der Horizon Nuclear Power in Höhe von 149 Mio € enthalten. Im Vorjahr entfielen Erträge in Höhe von 602 Mio € auf die Veräußerung der Gazprom-Anteile sowie 387 Mio € auf den Verkauf des britischen Stromverteilnetzes (vergleiche hierzu auch Textziffer 4). Weiterhin wurden Gewinne aus dem Verkauf von Wertpapieren in Höhe von 156 Mio € (2011: 147 Mio €) erzielt.

Im Jahr 2012 sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen vor allem Auflösungen von Rückstellungen enthalten. Darüber hinaus wird die Teilrückzahlung eines Bußgeldes der Europäischen Kommission hier ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
in Mio €	2012	2011
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	3.857	6.761
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	4.491	5.685
Sonstige Steuern	385	386
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	73	742
Übrige	4.501	4.082
<b>Summe</b>	<b>13.307</b>	<b>17.656</b>

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 2.441 Mio € (2011: 3.069 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 229 Mio € (2011: 3.172 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Konzessionsabgaben in Höhe von 501 Mio € (2011: 492 Mio €), externe Prüfungs- und Beratungskosten in Höhe von 283 Mio € (2011: 259 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 217 Mio € (2011: 216 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 362 Mio € (2011: 346 Mio €) enthalten. Des Weiteren werden hier Fremdleistungen, IT-Aufwendungen und Versicherungsprämien ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen aus Explorations-tätigkeit beliefen sich auf 44 Mio € (2011: 36 Mio €).

## (8) Materialaufwand

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren umfassen insbesondere den Bezug von Gas und Strom, von Brennstoffen für die Stromerzeugung sowie den Nuklearbereich. Des Weiteren sind hier Netznutzungsentgelte enthalten. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen beinhalten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen. Beim Materialaufwand verzeichnete E.ON einen Anstieg um 17 Mrd € auf 115 Mrd € (2011: 98 Mrd €). Ursache hierfür war vor allem das gestiegene Handelsvolumen des laufenden Geschäftsjahres im Vergleich zum Vorjahr.

Materialaufwand		
in Mio €	2012	2011
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	111.703	93.765
Aufwendungen für bezogene Leistungen	3.582	4.062
<b>Summe</b>	<b>115.285</b>	<b>97.827</b>

## (9) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
in Mio €	2012	2011
Erträge aus Beteiligungen	96	128
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-79	-188
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>17</b>	<b>-60</b>
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	1.191	716
<i>Available-for-Sale</i>	277	332
<i>Loans and Receivables</i>	211	165
<i>Held-for-Trading</i>	15	7
<i>Sonstige Zinserträge</i>	688	212
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-2.603	-2.810
<i>Amortized Cost</i>	-1.139	-1.292
<i>Held-for-Trading</i>	-22	-158
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-1.442	-1.360
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-1.412</b>	<b>-2.094</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-1.395</b>	<b>-2.154</b>

Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen.

Die Verbesserung des Finanzergebnisses beruht im Wesentlichen auf Zinserträgen aus der Auflösung von Rückstellungen. Ebenso haben sich auch die Wertberichtigungen auf sonstige Finanzanlagen etwas mehr als halbiert.

Die sonstigen Zinserträge enthalten überwiegend Erträge aus Leasingforderungen (Finanzierungsleasing) und Erträge für Steuern aus Vorjahren. In den sonstigen Zinsaufwendungen ist die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 799 Mio € (2011: 748 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen – gekürzt um die erwarteten Erträge aus Planvermögen – mit einem Betrag von 129 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2011: 143 Mio €). Im Geschäftsjahr 2011 wurden im Zusammenhang mit der vorzeitigen Rückzahlung von Darlehen Vorfälligkeitsentschädigungen in Höhe von insgesamt 34 Mio € gezahlt. Im Jahr 2012 wurden keine Darlehen vorzeitig zurückgezahlt. Außerdem ergab sich 2011 ein einmaliger Aufwand aus dem vorzeitigen Rückerwerb von Anleihen von rund 115 Mio €. Dies entsprach der Differenz zwischen den gezahlten, am Marktwert orientierten Preisen für die Rückkäufe und dem Buchwert der Anleihen.

Gemäß IAS 32 führte die Aufzinsung von Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit Put-Optionen zu einem Aufwand von 22 Mio € (2011: 60 Mio €).

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 308 Mio € (2011: 312 Mio €) vermindert.

Realisierte Erträge und Aufwendungen aus Zinsswaps werden in der Gewinn- und Verlustrechnung saldiert ausgewiesen.

## (10) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Für die Geschäftsjahre 2012 und 2011 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
in Mio €	2012	2011
Inländische Ertragsteuern	-691	432
Ausländische Ertragsteuern	458	555
Übrige Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	42	17
<b>Laufende Ertragsteuern</b>	<b>-191</b>	<b>1.004</b>
Inland	367	-1.139
Ausland	534	-901
<b>Latente Steuern</b>	<b>901</b>	<b>-2.040</b>
<b>Steuern vom Einkommen und vom Ertrag</b>	<b>710</b>	<b>-1.036</b>

Der Anstieg des Steueraufwands um 1,7 Mrd € im Vergleich zum Vorjahr beruht im Wesentlichen auf der starken Erhöhung des Ergebnisses. Die effektive Steuerquote beträgt 21 Prozent während sie im Vorjahr – bezogen auf das negative Ergebnis – 36 Prozent betrug. Steuersatzeffekte auf Grund von Steuersatzänderungen führten zu einer Steuerentlastung von insgesamt -0,3 Mrd €.

Von den laufenden Ertragsteuern entfällt ein Betrag von -1,0 Mrd € auf Vorperioden (2011: 0,5 Mrd €).

Der latente Steueraufwand resultiert aus der Veränderung von temporären Differenzen in Höhe von 1.544 Mio € (2011: -1.170 Mio €), von Verlustvorträgen in Höhe von -663 Mio € (2011: -897 Mio €) und Steuergutschriften in Höhe von 20 Mio € (2011: 27 Mio €).

Mit dem am 13. Dezember 2006 in Kraft getretenen Gesetz über steuerliche Begleitmaßnahmen zur Einführung der Europäischen Gesellschaft und zur Änderung weiterer steuerrechtlicher Vorschriften (SEStEG) wurden die Vorschriften zum Körperschaftsteuerguthaben, das noch aus dem bis zum Jahr 2001 gültigen körperschaftsteuerlichen Anrechnungsverfahren resultiert, dahin gehend geändert, dass die Realisierung des Körperschaftsteuerguthabens künftig nicht mehr an Gewinnausschüttungen gebunden ist. Stattdessen ist mit Ablauf des 31. Dezember 2006 ein unbedingter Anspruch auf Auszahlung des Guthabens in zehn gleichen Jahresraten im Zeitraum von 2008 bis 2017 entstanden. Die Forderung hieraus ist in den Ertragsteueransprüchen enthalten und beträgt im Berichtsjahr 133 Mio € (2011: 153 Mio €).

Die Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern beinhalten im Wesentlichen die Ertragsteuern für das laufende Jahr und von den Steuerbehörden noch nicht abschließend geprüfte Vorjahreszeiträume.

Für den Unterschied zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) wurden zum Stichtag 15 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2011: 47 Mio €). Passive latente Steuern für Tochtergesellschaften und assoziierte Unternehmen wurden insoweit nicht bilanziert, als die Gesellschaft den Umkehrreffekt steuern kann und es daher wahrscheinlich ist, dass sich die temporäre Differenz in absehbarer Zeit nicht umkehren wird. Für temporäre Differenzen von Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen in Höhe von 1.165 Mio € (2011: 1.434 Mio €) wurden passive latente Steuern nicht gebildet, da E.ON in der Lage ist, den zeitlichen Verlauf der Umkehrung zu steuern und sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht umkehren.

Steuersatzänderungen in Schweden, Großbritannien und einigen anderen Staaten führten insgesamt zu einem Steuerertrag in Höhe von 263 Mio €. 2011 ergab sich durch Steuersatzänderungen im Ausland insgesamt ein latenter Steuerertrag in Höhe von 34 Mio €.

Die Unterschiede zwischen dem für 2012 in Deutschland geltenden Ertragsteuersatz von 30 Prozent (2011: 30 Prozent) und dem effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz				
	2012		2011	
	in Mio €	%	in Mio €	%
Erwartete Ertragsteuern	994	30,0	-873	30,0
Ertragsteuerminderung für ausgeschüttete Dividenden	-12	-0,4	-37	1,3
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-174	-5,3	-163	5,6
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	-263	-7,9	-34	1,2
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-264	-8,0	-8	0,3
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-38	-1,2	-144	4,9
Sonstiges <sup>1)</sup>	467	14,2	223	-7,7
<b>Effektiver Steueraufwand/-satz</b>	<b>710</b>	<b>21,4</b>	<b>-1.036</b>	<b>35,6</b>

1) davon in 2012: 659 Mio € Wertänderung aktive latente Steuern; in 2011: 258 Mio € im Wesentlichen Steuereffekte auf Dividenden/Veräußerungen

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2012 und 2011:

Aktive und passive latente Steuern		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Immaterielle Vermögenswerte	370	319
Sachanlagen	861	1.030
Finanzanlagen	186	205
Vorräte	24	28
Forderungen	731	709
Rückstellungen	6.465	5.693
Verbindlichkeiten	2.572	4.307
Verlustvorträge	2.389	1.713
Steuergutschriften	23	27
Sonstige	347	520
<b>Zwischensumme</b>	<b>13.968</b>	<b>14.551</b>
Wertänderung	-747	-88
<b>Aktive latente Steuern</b>	<b>13.221</b>	<b>14.463</b>
Immaterielle Vermögenswerte	1.791	1.933
Sachanlagen	5.985	6.184
Finanzanlagen	255	223
Vorräte	154	157
Forderungen	3.031	4.995
Rückstellungen	1.289	781
Verbindlichkeiten	734	449
Sonstige	1.322	1.375
<b>Passive latente Steuern</b>	<b>14.561</b>	<b>16.097</b>
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>-1.340</b>	<b>-1.634</b>

Die latenten Steuern stellen sich bezüglich des Zeitraums ihrer Umkehrung und nach Saldierung wie folgt dar:

Nettobetrag der aktiven und passiven latenten Steuern				
in Mio €	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Aktive latente Steuern	1.492	4.696	1.220	4.020
Wertänderung	-24	-723	-13	-75
<b>Nettobetrag der aktiven latenten Steuern</b>	<b>1.468</b>	<b>3.973</b>	<b>1.207</b>	<b>3.945</b>
Passive latente Steuern	-1.021	-5.760	-812	-5.974
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>447</b>	<b>-1.787</b>	<b>395</b>	<b>-2.029</b>

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -899 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2011: Belastung -304 Mio €). Darüber hinaus sind 43 Mio € laufende Ertragsteuern (2011: 44 Mio €) direkt im Eigenkapital erfasst.

Die im Other Comprehensive Income erfassten Ertragsteuern für die Jahre 2012 und 2011 gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income						
in Mio €	2012			2011		
	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	-316	101	-215	-143	40	-103
Weiterveräußerbare Wertpapiere	14	-59	-45	-1.028	-5	-1.033
Währungsumrechnungsdifferenz	461	35	496	344	166	510
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-1.875	516	-1.359	-370	175	-195
At equity bewertete Unternehmen	-14	-	-14	-81	-	-81
<b>Summe</b>	<b>-1.730</b>	<b>593</b>	<b>-1.137</b>	<b>-1.278</b>	<b>376</b>	<b>-902</b>

Die steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Inländische Verlustvorträge	4.886	3.811
Ausländische Verlustvorträge	7.623	5.931
<b>Summe</b>	<b>12.509</b>	<b>9.742</b>

Seit dem 1. Januar 2004 sind inländische Verlustvorträge unter Berücksichtigung eines Sockelbetrags von 1 Mio € nur noch zu 60 Prozent des zu versteuernden Einkommens verrechenbar. Diese körperschaftsteuerliche Regelung zur Mindestbesteuerung gilt entsprechend für gewerbesteuerliche Verlustvorträge. Innerhalb der ausländischen Verlustvorträge entfällt ein wesentlicher Teil auf Vorjahre. Insgesamt wurden auf zeitlich unbegrenzt nutzbare ausländische Verlustvorträge in Höhe von 2.059 Mio € (2011: 2.408 Mio €) keine latenten Steuern gebildet.



**(11) Personalbezogene Angaben****Personalaufwand**

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand		
in Mio €	2012	2011
Löhne und Gehälter	4.013	4.882
Soziale Abgaben	645	648
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung für Altersversorgung	480 473	417 410
<b>Summe</b>	<b>5.138</b>	<b>5.947</b>

Der Personalaufwand verringerte sich um 809 Mio € auf 5.138 Mio € (2011: 5.947 Mio €). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus dem Personalabbau im Rahmen von E.ON 2.0 sowie aus dem Verkauf der regionalen Einheit Bulgarien und der Open Grid Europe GmbH.

**Aktienbasierte Vergütung**

Für aktienbasierte Vergütungen (Mitarbeiteraktienprogramm, virtuelles Aktienprogramm sowie E.ON Share Performance Plan) sind im Jahr 2012 Aufwendungen in Höhe von 22,7 Mio € (2011: 13,7 Mio €) entstanden.

**Mitarbeiteraktienprogramm**

Im Jahr 2012 bestand wie im Vorjahr die Möglichkeit für Mitarbeiter deutscher Konzerngesellschaften, E.ON-Aktien zu vergünstigten Konditionen im Rahmen eines freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben. Die Mitarbeiter erhalten einen Zuschuss von derzeit 410 € zu den von ihnen zum Stichtag 15. November 2012 gezeichneten Aktien. In Abhängigkeit vom zu erwerbenden Aktienpaket betrug der Eigenanteil im Jahr 2012 mindestens 490 € und höchstens 1.990 €. Der maßgebliche Kurs der E.ON-Aktie zu diesem Stichtag betrug 13,97 €. In Abhängigkeit von der gezeichneten Anzahl der Aktien ergaben sich Vorzugspreise zwischen 7,56 € und 11,57 € (2011: zwischen 7,11 € und 13,18 €). Die Sperrfrist für diese Aktien endet am 31. Dezember 2014. Der durch Gewährung der Vorzugspreise entstandene Aufwand von 8,0 Mio € (2011: 9,7 Mio €) wird in dem Posten „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Seit dem Geschäftsjahr 2003 besteht für beschäftigte Mitarbeiter in Großbritannien die Möglichkeit, E.ON-Aktien im Rahmen eines Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben und zusätzlich Bonus-Aktien zu beziehen. Der Aufwand aus der Ausgabe der Bonus-Aktien in Höhe von 2,2 Mio € (2011: 3,3 Mio €) wird ebenfalls unter „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Im Jahr 2012 wurden im Rahmen des freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms in Deutschland insgesamt 1.279.079 Aktien beziehungsweise 0,06 Prozent (2011: 1.210.014 Aktien beziehungsweise 0,06 Prozent) des Grundkapitals der E.ON SE aus dem Bestand eigener Aktien entnommen (2011: zum größten Teil Erwerb über die Börse: 17,20 € je Aktie).

Zur Entwicklung des Bestands an eigenen Aktien der E.ON SE werden weitere Informationen unter Textziffer 19 gegeben.

**Langfristige variable Vergütung**

Als freiwilligen langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder der E.ON SE und bestimmte Führungskräfte des E.ON-Konzerns eine aktienbasierte Vergütung. Voraussetzung für die Gewährung ist der Besitz einer bestimmten Anzahl von Aktien der E.ON SE, die bis zum Ende der Laufzeit beziehungsweise bis zur vollständigen Ausübung gehalten werden müssen. Ziel dieser aktienbasierten Vergütung ist es, den Beitrag zur Steigerung des Unternehmenswerts zu honorieren und den langfristigen Unternehmenserfolg zu fördern. Durch diese variable Vergütungskomponente mit gleichzeitig langfristiger Anreizwirkung und Risikocharakter werden die Interessen der Anteilseigner und des Managements sinnvoll verknüpft.

Im Folgenden wird über den im Jahr 2006 eingeführten und in den Jahren 2010 und 2011 für die nachfolgenden Tranchen modifizierten E.ON Share Performance Plan berichtet.

## E.ON Share Performance Plan Ausgabe bis 2010

Seit 2006 gewährt E.ON virtuelle Aktien (Performance-Rechte) im Rahmen des E.ON Share Performance Plans. Jedes Performance-Recht berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie sowie der relativen Performance der E.ON-Aktie im Verhältnis zum Vergleichsindex STOXX Europe 600 Utilities (Net Return) während der Laufzeit. Die Auszahlung entspricht dem Zielwert bei Ausgabe, wenn der Kurs der E.ON-Aktie am Ende der Laufzeit gehalten wurde und die Performance der E.ON-Aktie der des Vergleichsindex entspricht. Hat sich die E.ON-Aktie besser entwickelt als der Index, so erhöht sich der Auszahlungsbetrag proportional. Für den Fall, dass sich die E.ON-Aktie schlechter entwickelt als der Index, kommt es zu überproportionalen Abschlägen. Ab einer Unterperformance von 20 Prozent erfolgt keine Auszahlung mehr. Die Höhe des maximal an einen Planteilnehmer auszuzahlenden Betrags je Performance-Recht ist auf das Dreifache des ursprünglich zugeteilten Zielwertes begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwertes bei Ausgabe, des Endkurses als auch der relativen Performance erfolgt jeweils anhand von 60-Tage-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren. Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Laufzeit wurde ab der fünften Tranche von bislang drei auf vier Jahre verlängert. Die Grundparameter der in 2012 unter diesen Planbedingungen noch aktiven Tranche lauten wie folgt:

E.ON Share Performance Rechte	
5. Tranche	
Ausgabedatum	1. Jan. 2010
Laufzeit	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	27,25 €
Maximaler Auszahlungsbetrag	81,75 €

Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung 0,3 Mio € (2011: 2,4 Mio €). Der Ertrag aus der Anpassung der Rückstellung für die fünfte Tranche des E.ON Share Performance Plans im Geschäftsjahr 2012 betrug 2,2 Mio € (2011: 6,8 Mio € Ertrag).

## E.ON Share Performance Plan Ausgabe ab 2011

Jedes Performance-Recht berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie, sowie – nach den modifizierten Planbedingungen ab der sechsten Tranche – vom Grad der Erreichung bestimmter Konzernkennzahlen über die Laufzeit. Bezugsgröße ist die Kapitalrendite, das heißt der ROACE im Vergleich zu den Kapitalkosten (WACC) im Durchschnitt über die unverändert vierjährige Laufzeit der neuen Tranche. Gleichzeitig wurde der Auszahlungsbetrag, beginnend mit der sechsten Tranche, auf das 2,5-Fache des ursprünglich zugeteilten Zielwertes begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwertes bei Ausgabe als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tage-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren. Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um Effekte von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der beiden in 2012 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranchen lauten wie folgt:

E.ON Share Performance Rechte		
	7. Tranche	6. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2012	1. Jan. 2011
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	17,10 €	22,43 €
Maximaler Auszahlungsbetrag	42,75 €	56,08 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung 22,4 Mio € (2011: für die sechste Tranche 7,9 Mio €). Der Aufwand für die sechste und siebte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2012 14,7 Mio € (2011: für die sechste Tranche 7,9 Mio €).

## Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 74.811 Mitarbeiter (2011: 80.859). Dabei sind durchschnittlich 2.126 (2011: 2.238) Auszubildende nicht berücksichtigt.

Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter <sup>1)</sup>		
	2012	2011
Erzeugung	10.287	10.762
Erneuerbare Energien	1.809	1.777
Optimierung & Handel	3.045	3.953
Exploration & Produktion	192	200
Deutschland	20.956	21.625
Weitere EU-Länder	29.649	33.489
Russland	5.029	4.894
Konzernleitung/Sonstige <sup>2)</sup>	3.844	4.159
<b>Summe</b>	<b>74.811</b>	<b>80.859</b>
1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende		
2) einschließlich E.ON IT Group		

## (12) Sonstige Angaben

### Umwandlung der E.ON AG in die E.ON SE

Am 15. November 2012 wurde die E.ON AG in eine Europäische Aktiengesellschaft (SE) umgewandelt. Entsprechend dem in Deutschland angewandten dualen System übernehmen weiterhin der Vorstand und der Aufsichtsrat die Leitung und Kontrolle des Konzerns. Der paritätisch besetzte Aufsichtsrat wurde auf zwölf Personen verkleinert.

### Deutscher Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung am 10. Dezember 2012 abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft ([www.eon.com](http://www.eon.com)) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

### Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die in den Geschäftsjahren 2012 und 2011 erbrachten Dienstleistungen des Abschlussprüfers des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers (PwC), Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, (Inland) sowie von Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerkes sind folgende Honorare als Aufwand erfasst worden:

Honorare des Abschlussprüfers		
in Mio €	2012	2011
Abschlussprüfung	27	27
<i>Inland</i>	19	18
Sonstige Bestätigungsleistungen	25	23
<i>Inland</i>	20	19
Steuerberatungsleistungen	1	1
<i>Inland</i>	1	1
Sonstige Leistungen	1	1
<i>Inland</i>	1	1
<b>Summe</b>	<b>54</b>	<b>52</b>
<i>Inland</i>	41	39

Die Honorare für Abschlussprüfungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses und der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlüsse der E.ON SE und ihrer verbundenen Unternehmen.

Die Honorare für sonstige Bestätigungsleistungen betreffen insbesondere die prüferische Durchsicht der Zwischenabschlüsse nach IFRS. Darüber hinaus sind hier die Honorare für projektbegleitende Prüfungen im Rahmen der Einführung von IT- und internen Kontrollsystemen, Due-Diligence-Leistungen im Zusammenhang mit Akquisitionen und Desinvestitionen sowie sonstige Pflichtprüfungen und freiwillige Prüfungen enthalten.

Die Honorare für Steuerberatungsleistungen entfallen vor allem auf die Einzelfallberatung im Zusammenhang mit M&A-Transaktionen, die laufende Beratung im Zusammenhang mit der Erstellung von Steuererklärungen und der Prüfung von Steuerbescheiden sowie auf die Beratung in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten.

Die Honorare für sonstige Leistungen betreffen im Wesentlichen die fachliche Unterstützung bei IT- und sonstigen Projekten.

## Anteilsbesitzliste

Die Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB sind integraler Bestandteil des Anhangs und auf den Seiten 192 bis 207 dargestellt.

## (13) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) für den Konzernüberschuss wird wie folgt berechnet:

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

Ergebnis je Aktie		
in Mio €	2012	2011
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.604	-1.875
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-424	-358
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>	<b>2.180</b>	<b>-2.233</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	37	14
<b>Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-) der Gesellschafter der E.ON SE</b>	<b>2.217</b>	<b>-2.219</b>
in €		
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>		
aus fortgeführten Aktivitäten	1,14	-1,17
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,02	0,01
<b>aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>	<b>1,16</b>	<b>-1,16</b>
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.906	1.905

## (14) Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

Die Entwicklung des Goodwills, der immateriellen Vermögenswerte und der Sachanlagen ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

## Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2012
	1. Januar 2012	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>17.223</b>	<b>153</b>	<b>-568</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16.808</b>
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	6	-	-	-	-	-	6
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	2.233	25	-382	-	-58	1	1.819
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	6.782	80	42	41	-133	116	6.928
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	855	8	-69	65	-44	57	872
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	228	3	-2	35	-1	2	265
<b>Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>10.104</b>	<b>116</b>	<b>-411</b>	<b>141</b>	<b>-236</b>	<b>176</b>	<b>9.890</b>
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.499	29	-206	3.409	-3.246	-41	1.444
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	91	-	-19	136	-1	-119	88
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>11.694</b>	<b>145</b>	<b>-636</b>	<b>3.686</b>	<b>-3.483</b>	<b>16</b>	<b>11.422</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.244	68	-176	13	-61	33	3.121
Bauten	9.007	137	-861	75	-175	-44	8.139
Technische Anlagen und Maschinen	95.247	988	-10.405	2.959	-821	2.057	90.025
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.662	11	-142	109	-110	-	1.530
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	8.839	206	-150	3.807	-198	-2.060	10.444
<b>Sachanlagen</b>	<b>117.999</b>	<b>1.410</b>	<b>-11.734</b>	<b>6.963</b>	<b>-1.365</b>	<b>-14</b>	<b>113.259</b>

## Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2012

in Mio €	Erzeu- gung	Erneuer- bare Energien	Optimie- rung & Handel	Explora- tion & Produk- tion	Deutsch- land	Weitere EU-Länder	Russ- land <sup>4)</sup>	Konzern- leitung/ Konsoli- dierung	E.ON- Konzern
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2012</b>	<b>4.210</b>	<b>2.061</b>	<b>3.793</b>	<b>0</b>	<b>1.043</b>	<b>1.492</b>	<b>1.484</b>	<b>0</b>	<b>14.083</b>
Veränderungen aus Unter- nehmenserwerben und -veräußerungen	-	-1	-410	-	-	-	-	-	-411
Wertminderungen	-	-	-203	-	-53	-72	-	-	-328
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	54	-4	-1.872	1.857	-23	31	53	-	96
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2012</b>	<b>4.264</b>	<b>2.056</b>	<b>1.308</b>	<b>1.857</b>	<b>967</b>	<b>1.451</b>	<b>1.537</b>	<b>0</b>	<b>13.440</b>
Wachstumsrate <sup>2)</sup> (%)	1,5	1,5-2,5	1,5	1,5	-	-	3,5	-	-
Kapitalkosten <sup>2)</sup> (%)	6,6	5,8-7,0	6,7	6,3	-	-	14,6	-	-
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>3)</sup></b>									
Wertminderungen	591	136	124	42	142	130	42	40	1.247
Zuschreibungen	286	0	3	-	42	37	-	-	368

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Kapitalkosten und Wachstumsrate für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist.

3) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

4) Kapitalkosten und Wachstumsrate vor Steuern und in lokaler Währung.

Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
1. Januar 2012	Währungs-unterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dezember 2012	31. Dezember 2012
-3.140	2	98	0	0	0	-328	0	-3.368	13.440
-2	-	-	-	-	-	-	-	-2	4
-1.695	-24	249	-94	58	-1	-	-	-1.507	312
-1.699	-12	-49	-245	122	-15	-123	-	-2.021	4.907
-651	-6	55	-88	38	-3	-	-	-655	217
-160	-3	2	-18	-	5	-1	-	-175	90
-4.207	-45	257	-445	218	-14	-124	0	-4.360	5.530
-108	-4	-	-	12	28	-116	3	-185	1.259
-7	-	-	-	-	2	-3	-	-8	80
-4.322	-49	257	-445	230	16	-243	3	-4.553	6.869
-361	-3	27	-11	8	-2	-86	8	-420	2.701
-4.801	-58	398	-216	156	3	-108	50	-4.576	3.563
-55.803	-456	5.896	-2.754	703	-151	-564	307	-52.822	37.203
-1.096	-7	107	-141	87	9	-3	-	-1.044	486
-69	-1	7	-	103	-21	-243	-	-224	10.220
-62.130	-525	6.435	-3.122	1.057	-162	-1.004	365	-59.086	54.173

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2012 – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien	Schweden	Tschechien	Ungarn	Übrige regionale Einheiten	Weitere EU-Länder
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2012</b>	<b>897</b>	<b>134</b>	<b>54</b>	<b>67</b>	<b>340</b>	<b>1.492</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-	-	-	-	-
Wertminderungen	-	-	-	-72	-	-72
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	21	6	-1	5	-	31
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2012</b>	<b>918</b>	<b>140</b>	<b>53</b>	<b>0</b>	<b>340</b>	<b>1.451</b>
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>2)</sup></b>						
Wertminderungen	25	3	-	94	8	130
Zuschreibungen	-	-	2	-	35	37

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.



## Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2011
	1. Januar 2011	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>17.588</b>	<b>39</b>	<b>-392</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-12</b>	<b>17.223</b>
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	52	-	-	-	-46	-	6
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	2.310	20	-17	-	-79	-1	2.233
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	7.119	-57	1	59	-33	-307	6.782
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	842	-4	-15	56	-74	50	855
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	260	2	-48	42	-10	-18	228
<b>Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>10.583</b>	<b>-39</b>	<b>-79</b>	<b>157</b>	<b>-242</b>	<b>-276</b>	<b>10.104</b>
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.741	7	54	2.945	-3.207	-41	1.499
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	72	-	-	137	-	-118	91
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>12.396</b>	<b>-32</b>	<b>-25</b>	<b>3.239</b>	<b>-3.449</b>	<b>-435</b>	<b>11.694</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.274	8	-15	9	-68	36	3.244
Bauten	8.929	-83	-143	229	-392	467	9.007
Technische Anlagen und Maschinen	99.048	-481	-7.089	2.923	-3.228	4.074	95.247
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.185	-12	-358	202	-283	-72	1.662
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	10.062	41	65	3.353	-168	-4.514	8.839
<b>Sachanlagen</b>	<b>123.498</b>	<b>-527</b>	<b>-7.540</b>	<b>6.716</b>	<b>-4.139</b>	<b>-9</b>	<b>117.999</b>

## Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2011

in Mio €	Erzeu- gung	Erneuer- bare Energien	Gas	Handel	Deutsch- land	Weitere EU-Länder	Russ- land <sup>4)</sup>	Konzern- leitung/ Konsoli- dierung	E.ON- Konzern
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2011</b>	<b>4.153</b>	<b>2.034</b>	<b>3.569</b>	<b>235</b>	<b>1.043</b>	<b>2.036</b>	<b>1.518</b>	<b>0</b>	<b>14.588</b>
Veränderungen aus Unter- nehmenserwerben und -veräußerungen	-10	12	-	-	-	-382	-	-	-380
Wertminderungen	-	-	-	-	-	-160	-	-	-160
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	67	15	-11	-	-	-2	-34	-	35
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2011</b>	<b>4.210</b>	<b>2.061</b>	<b>3.558</b>	<b>235</b>	<b>1.043</b>	<b>1.492</b>	<b>1.484</b>	<b>0</b>	<b>14.083</b>
Wachstumsrate <sup>2)</sup> (%)	1,5	1,5-2,5	1,5	1,5	-	-	3,5	-	-
Kapitalkosten <sup>2)</sup> (%)	6,8	6,1-6,3	6,8	6,1	-	-	13,9	-	-
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>3)</sup></b>									
Wertminderungen	2.293	146	151	10	126	467	21	-	3.214
Zuschreibungen	-	18	3	-	-	4	-	-	25

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Kapitalkosten und Wachstumsrate für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist.

3) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

4) Kapitalkosten und Wachstumsrate vor Steuern und in lokaler Währung.

Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
1. Januar 2011	Währungs-unterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dezember 2011	31. Dezember 2011
-3.000	1	12	0	0	7	-160	0	-3.140	14.083
-48	-	-	-	46	-	-	-	-2	4
-1.589	-20	16	-112	78	-	-68	-	-1.695	538
-1.744	2	-	-244	22	410	-145	-	-1.699	5.083
-649	2	9	-80	69	-2	-	-	-651	204
-214	-	47	-15	6	16	-	-	-160	68
-4.244	-16	72	-451	221	424	-213	0	-4.207	5.897
-80	-2	-	-	112	-	-138	-	-108	1.391
-2	-	-	-	-	-	-5	-	-7	84
-4.326	-18	72	-451	333	424	-356	0	-4.322	7.372
-340	-	-	-10	24	-	-37	2	-361	2.883
-4.666	26	61	-256	326	-1	-293	2	-4.801	4.206
-56.042	175	2.273	-2.823	2.971	2	-2.380	21	-55.803	39.444
-1.556	10	247	-171	271	107	-4	-	-1.096	566
-24	-1	-	-1	101	-	-144	-	-69	8.770
-62.628	210	2.581	-3.261	3.693	108	-2.858	25	-62.130	55.869

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2011 – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien	Schweden	Tschechien	Ungarn	Übrige regionale Einheiten	Weitere EU-Länder
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2011</b>	<b>1.250</b>	<b>145</b>	<b>65</b>	<b>76</b>	<b>500</b>	<b>2.036</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-362	-11	-9	-	-	-382
Wertminderungen	-	-	-	-	-160	-160
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	9	-	-2	-9	-	-2
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2011</b>	<b>897</b>	<b>134</b>	<b>54</b>	<b>67</b>	<b>340</b>	<b>1.492</b>
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>2)</sup></b>						
Wertminderungen	13	45	-	173	236	467
Zuschreibungen	-	1	-	3	-	4

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

## Goodwill

Seit Anfang 2012 werden die Geschäfte der bisherigen globalen Einheiten Gas und Handel in dem neuen Segment Optimierung & Handel zusammengefasst. Das vorher in der Einheit Gas geführte Explorations- und Produktionsgeschäft bildet seitdem ein eigenes Segment. Ferner werden seit Jahresbeginn einige Gasvertriebsgesellschaften in der Regionaleinheit Deutschland ausgewiesen, die vorher der globalen Einheit Gas zugeordnet waren (vergleiche hierzu ausführlich Textziffer 33). Im Rahmen dieser Reorganisation der Konzernstruktur war der Goodwill den einzelnen Einheiten neu zuzuordnen.

Die Entwicklung des Goodwills in den Segmenten sowie die Zuordnungen von Wertminderungen und Zuschreibungen je berichtspflichtiges Segment ergeben sich aus den Tabellen auf den Seiten 136 und 137. Aufgrund der Reorganisation im Geschäftsjahr folgen die Vorjahresangaben der im Jahr 2011 gültigen Segment- und Cash-Generating-Unit-Struktur.

## Wertminderungen

Nach IFRS 3 unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich auf der Betrachtungsebene der Cash Generating Units einer Werthaltigkeitsprüfung unterzogen. Darüber hinaus ist der Goodwill einzelner Cash Generating Units bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des erzielbaren Betrags der jeweiligen Cash Generating Unit führen können, auch unterjährig einer solchen Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer und Sachanlagevermögen sind grundsätzlich bei Vorliegen von bestimmten Ereignissen oder äußeren Umständen auf Werthaltigkeit zu testen.

Im Rahmen der Impairment-Tests werden zunächst die beizulegenden Zeitwerte abzüglich der Veräußerungskosten der Cash Generating Units ermittelt. Sofern keine bindenden Verkaufstransaktionen oder Marktpreise für die jeweiligen Cash Generating Units vorhanden sind, erfolgt die Bestimmung auf Basis von Discounted-Cashflow-Verfahren.

Die Bewertungen basieren auf der vom Vorstand genehmigten Mittelfristplanung. Den Berechnungen für Zwecke der Werthaltigkeitstests liegen grundsätzlich die drei Planjahre der Mittelfristplanung zuzüglich zweier weiterer Detailplanungsjahre zugrunde. In begründeten Ausnahmefällen wird hiervon abweichend ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn regulatorische Vorgaben oder Rahmenbedingungen dieses erfordern. Für die über die Detailplanungsperiode hinausgehenden Cashflow-Annahmen werden auf Basis von Vergangenheitsanalysen und Zukunftsprognosen segmentspezifische Wachstumsraten ermittelt. Die im Jahr 2012 verwendeten Wachstumsraten entsprechen grundsätzlich den Inflationsraten in den jeweiligen Ländern, in denen die Cash Generating Units tätig sind. Die für den Euroraum verwendete Inflationsrate betrug im Geschäftsjahr 1,5 Prozent (2011: 1,5 Prozent). Zudem wird im Berichtssegment Erneuerbare Energien die Wachstumsrate zum Teil um segmentspezifische Entwicklungserwartungen der jeweiligen Geschäftsfelder (zum Beispiel regulatorische Rahmenbedingungen, Reinvestitionszyklen oder Wachstumsperspektiven) angepasst. Die zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betragen zum Bewertungsstichtag zwischen 5,0 und 9,9 Prozent (2011: 5,4 und 9,9 Prozent).

Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management beruht, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohstoffe, künftiger Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten, der unternehmensbezogenen Investitionstätigkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Wachstumsraten und der Kapitalkosten. Diese Annahmen beruhen – sofern vorhanden – auf öffentlich verfügbaren Marktdaten.

Die obigen Ausführungen gelten entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten. So basieren diese Tests zum Beispiel im Bereich Erzeugung auf der jeweiligen Restnutzungsdauer sowie weiteren anlagenspezifischen Bewertungsparametern. Wenn der Goodwill einer Cash Generating Unit zusammen mit Vermögenswerten oder Gruppen von Vermögenswerten auf Werthaltigkeit überprüft wird, so sind zunächst die Vermögenswerte zu überprüfen.

Während der erzielbare Betrag zur Bestimmung der Werthaltigkeit eines Geschäftsfeldes prinzipiell auf dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten beruht, entspricht dieser bei der Fokusregion Russland dem Konzept des Nutzungswertes. Der Nutzungswert der Region Russland wird in lokaler Währung und entsprechend der regulatorischen Rahmenbedingungen über einen Detailplanungszeitraum von acht Jahren bestimmt. Die Kapitalkosten dieser Cash Generating Unit betragen auf Vorsteuerbasis 14,6 Prozent (Nachsteuerzinssatz: 11,7 Prozent; 2011: 13,9 bzw. 11,1 Prozent).

Im dritten Quartal 2012 machten insbesondere das insgesamt nochmals verschlechterte Marktumfeld, regulatorische Eingriffe sowie die periodischen Aktualisierungen der Kapitalkosten und der langfristigen Preisannahmen die anlassbezogene Durchführung von Werthaltigkeitsprüfungen bei Vermögenswerten und Goodwill vor allem in den Segmenten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Optimierung & Handel sowie in den übrigen EU-Ländern erforderlich.

Diese anlassbezogenen Impairment-Tests wurden auf Basis der zu diesem Zeitpunkt noch vorläufigen Mittelfristplanungen und wesentlichen Annahmen durchgeführt und machten Wertminderungen in Höhe von insgesamt 1.368 Mio € erforderlich.

Dabei entfielen 649 Mio € auf Sachanlagen, die sich im Wesentlichen auf konventionelle Kraftwerke in der globalen Einheit Erzeugung (485 Mio €), auf die globale Einheit Optimierung & Handel (54 Mio €) sowie auf die Regionen Russland, Ungarn und Niederlande (85 Mio €) verteilen.

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte entfielen im Wesentlichen auf die Aktivitäten der globalen Einheit Erneuerbare Energien und beliefen sich auf 163 Mio €.

Zusätzlich waren Wertminderungen auf Anteile an at equity bewerteten Unternehmen in Höhe von 484 Mio €, insbesondere in der globalen Einheit Optimierung & Handel, vorzunehmen.

Darüber hinaus ergab sich eine Wertminderung des Goodwills bei den übrigen regionalen Einheiten in Höhe von 72 Mio €, da der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten bei der regionalen Einheit Ungarn nicht mehr den entsprechenden Buchwert deckte.

Aufgrund der in den Vorjahren erfassten Wertminderungen auf eine Vielzahl von Sachanlagen, insbesondere im Bereich der Erzeugung, sind die betroffenen Vermögenswerte in den Folgejahren besonders sensitiv gegenüber künftigen Veränderungen der wesentlichen Annahmen zur Bestimmung des erzielbaren Betrags.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfungen im dritten Quartal 2012 wurden daher die erzielbaren Beträge nahezu aller Erzeugungskapazitäten ermittelt. Hierbei ergaben sich in Einzelfällen auch Zuschreibungen in Höhe von insgesamt 276 Mio €, die im Wesentlichen auf Kraftwerke in den Ländern Spanien, Italien und Frankreich entfallen und die primär aus Veränderungen der Prognosen für Strompreise und für Brennstoffkosten resultieren.

Aus der Durchführung der jährlichen Goodwill-Impairment-Tests im vierten Quartal 2012 ergab sich kein Wertminderungsbedarf, da die erzielbaren Beträge sämtlicher Cash Generating Units über ihren Buchwerten lagen.

Der Goodwill sämtlicher Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill wesentlich im Vergleich zum Buchwert des Goodwills insgesamt ist, weist Überdeckungen der jeweiligen Buchwerte durch die erzielbaren Beträge auf, sodass, ausgehend von der aktuellen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante Änderung der wesentlichen Bewertungsparameter zu einem Wertminderungsbedarf auf Goodwill führen würde.

Im Zusammenhang mit eingeleiteten Verkäufen wurden zudem im vierten Quartal 2012 Wertminderungen von Goodwill in Höhe von 256 Mio € sowie von Anlagevermögen in Höhe von 260 Mio € erfasst (vergleiche hierzu ausführlich Textziffer 4).

Insgesamt wurden im Geschäftsjahr 2012 Wertminderungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 1.004 Mio €, auf immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 243 Mio € sowie auf Goodwill in Höhe von 328 Mio € erfasst. Die Zuschreibungen auf Anlagevermögen im Geschäftsjahr beliefen sich auf 365 Mio €.

Im Rahmen der im Jahr 2011 durchgeführten Impairment-Tests waren Wertminderungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von rund 2.858 Mio € erforderlich. Dieser Betrag entfiel im Wesentlichen auf Kraftwerksanlagen in der globalen Einheit Erzeugung und verteilte sich auf Erzeugungskapazitäten in Spanien (822 Mio €), Italien (768 Mio €) sowie mit 579 Mio € auf vier weitere Länder. In den regionalen Einheiten waren Wertminderungen im Wesentlichen in Ungarn (173 Mio €) und in den Niederlanden (163 Mio €) zu erfassen. Betroffen waren hier weitgehend lokal gesteuerte wärmegeführte Kraftwerke. Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 356 Mio € und entfielen im Wesentlichen auf die Aktivitäten der globalen Einheit Erneuerbare Energien (144 Mio €), der regionalen Einheit Deutschland (45 Mio €) und der globalen Einheit Gas (29 Mio €). Insbesondere die im Vergleich zu 2010 pessimistischere Einschätzung der langfristigen Strompreisentwicklung, weitere regulatorische Eingriffe sowie geringere Auslastungen der Kraftwerke in Spanien und Italien waren wesentliche Einflussfaktoren für die Bewertung der Aktivitäten in Spanien und Italien. Auch in Ungarn und der Slowakischen Republik lagen die prognostizierten Erzeugungsmengen und -margen unter den bisherigen Erwartungen. In Mitteleuropa, insbesondere in Benelux, wirkten sich vorzeitige Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten aufgrund gesunkener Profitabilität infolge geringerer Erzeugungsmengen und -margen sowie geringer Erlöse im Bereich der Heizkraftwerke und im Wärmegeschäft auf die Bewertungen aus.

## Immaterielle Vermögenswerte

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen 445 Mio € im Jahr 2012 (2011: 451 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 243 Mio € (2011: 356 Mio €) inklusive der zuvor genannten Wertminderungen in den betroffenen Einheiten.

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 3 Mio € (2011: 0 Mio €) vorgenommen.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 380 Mio € (2011: 309 Mio €) enthalten.

Im Berichtsjahr wurden 56 Mio € (2011: 59 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.

Auf Basis des Bestands an immateriellen Vermögenswerten mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden die folgenden Abschreibungsbeträge für die folgenden fünf Berichtsjahre erwartet:

Voraussichtlicher Abschreibungsaufwand	
in Mio €	
2013	367
2014	354
2015	329
2016	296
2017	258
<b>Summe</b>	<b>1.604</b>

Diese Schätzungen können insbesondere aufgrund von Akquisitionen und Veräußerungen von den tatsächlichen Beträgen in der Zukunft abweichen.

Auf immaterielle Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit entfallen zum 31. Dezember 2012 Buchwerte in Höhe von 440 Mio € (2011: 428 Mio €). Wertminderungen wurden in Höhe von 38 Mio € erfasst (2011: 129 Mio €).

## Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 308 Mio € (2011: 312 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2012 auf 3.122 Mio € (2011: 3.261 Mio €). In Höhe von 1.004 Mio € (2011: 2.858 Mio €) wurden Wertminderungen auf Sachanlagen inklusive der zuvor genannten Sachverhalte erfasst. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 365 Mio € vorgenommen (2011: 25 Mio €).

Im Jahr 2012 unterlagen insbesondere Grundstücke und Gebäude sowie technische Anlagen und Maschinen in Höhe von 1.211 Mio € (2011: 876 Mio €) Veräußerungsbeschränkungen.

Bestimmte Kraftwerke, Gasspeicher und Leitungsnetze werden im Wege des Finanzierungsleasings genutzt und im E.ON-Konzernabschluss aktiviert, weil E.ON das wirtschaftliche Eigentum am geleasteten Vermögenswert zuzurechnen ist.



Die auf dieser Basis aktivierten Sachanlagen weisen zum Bilanzstichtag folgende Netto-Buchwerte auf:

E.ON als Leasingnehmer – Buchwerte aktivierter Vermögenswerte		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Grundstücke	4	4
Bauten	15	35
Technische Anlagen und Maschinen	860	695
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	83	92
<b>Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände</b>	<b>962</b>	<b>826</b>

Für die Verträge bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Die entsprechenden Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing-Verträgen werden wie folgt fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing						
in Mio €	Mindestleasingzahlungen		Enthaltener Zinsanteil		Barwerte	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Fälligkeit bis 1 Jahr	126	110	64	48	62	62
Fälligkeit 1-5 Jahre	383	327	250	191	133	136
Fälligkeit über 5 Jahre	1.734	1.336	980	756	754	580
<b>Summe</b>	<b>2.243</b>	<b>1.773</b>	<b>1.294</b>	<b>995</b>	<b>949</b>	<b>778</b>

Der Barwert der Mindestleasingverpflichtungen wird unter den Leasingverbindlichkeiten ausgewiesen.

Zu den künftigen Verpflichtungen aus Operating-Lease-Verhältnissen, bei denen das wirtschaftliche Eigentum nicht bei E.ON als Leasingnehmer liegt, vergleiche Textziffer 27.

E.ON tritt auch als Leasinggeber auf. An bedingten Leasingzahlungen wurden 25 Mio € (2011: 25 Mio €) vereinnahmt. Die zukünftig zu vereinnahmenden Leasingraten aus Operating-Lease-Verhältnissen weisen nebenstehende Fälligkeitsstruktur auf:

E.ON als Leasinggeber – Operating Lease		
in Mio €	2012	2011
Nominalwert der ausstehenden Leasingraten		
Fälligkeit bis 1 Jahr	24	93
Fälligkeit 1-5 Jahre	316	238
Fälligkeit über 5 Jahre	382	362
<b>Summe</b>	<b>722</b>	<b>693</b>

Zu Leasingforderungen aus Finanzierungsleasing-Verhältnissen vergleiche Textziffer 17.

## (15) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die at equity bewerteten Unternehmen und sonstigen Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
At equity bewertete Unternehmen	4.067	6.325
Beteiligungen	1.612	1.908
Langfristige Wertpapiere	4.746	4.904
<b>Summe</b>	<b>10.425</b>	<b>13.137</b>

Die at equity bewerteten Unternehmen umfassen ausschließlich assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen. Die Bilanz- und Ergebnisdaten der acht Gemeinschaftsunternehmen sind insgesamt nicht wesentlich.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2012 betrugen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 662 Mio € (2011: 142 Mio €) und auf sonstige Finanzanlagen 71 Mio € (2011: 108 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 250 Mio € (2011: 191 Mio €).

Von den langfristigen Wertpapieren sind 593 Mio € (2011: 473 Mio €) zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen der VKE zweckgebunden (siehe Textziffer 31).

## Anteile an at equity bewerteten Unternehmen

Folgende Aufstellungen geben einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnungen sowie der aggregierten Bilanzen der at equity bewerteten Unternehmen:

Ergebnisdaten der at equity bewerteten Unternehmen		
in Mio €	2012	
	2012	2011
Umsatzerlöse	13.426	19.622
Jahresergebnis	766	2.335

Bilanzdaten der at equity bewerteten Unternehmen		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Langfristige Vermögenswerte	25.817	28.740
Kurzfristige Vermögenswerte	7.496	7.606
Rückstellungen	5.888	4.981
Verbindlichkeiten und sonstige Passiva	15.697	16.613
<b>Eigenkapital</b>	<b>11.728</b>	<b>14.752</b>

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 510 Mio € (2011: 682 Mio €).

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile marktgängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 691 Mio € (2011: 329 Mio €). Diese Anteile weisen Fair Values von 555 Mio € (2011: 274 Mio €) auf.

Aus Beteiligungszugängen bei at equity bewerteten Unternehmen ergab sich insgesamt ein Goodwill von 239 Mio € (2011: 9 Mio €).

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 847 Mio € (2011: 757 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

**(16) Vorräte**

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2012 und 2011 wie folgt zusammen:

Vorräte		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	2.156	2.160
Handelswaren	2.389	2.488
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	189	180
<b>Summe</b>	<b>4.734</b>	<b>4.828</b>

Rohstoffe, Handelswaren und fertige Erzeugnisse werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet.

Die Wertberichtigungen im Jahr 2012 beliefen sich auf 70 Mio € (2011: 120 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 9 Mio € (2011: 11 Mio €). Der Buchwert der zu Netto-Veräußerungswerten angesetzten Vorräte beträgt 0 Mio € (2011: 65 Mio €).

Es liegen keine Sicherungsübereignungen von Vorräten vor.

**(17) Forderungen und sonstige Vermögenswerte**

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögenswerte				
in Mio €	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing	64	817	78	973
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	1.994	2.875	1.711	2.646
<b>Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte</b>	<b>2.058</b>	<b>3.692</b>	<b>1.789</b>	<b>3.619</b>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	16.104	-	18.065	-
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	4.489	1.944	9.863	1.901
Übrige betriebliche Vermögenswerte	3.761	456	3.786	941
<b>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</b>	<b>24.354</b>	<b>2.400</b>	<b>31.714</b>	<b>2.842</b>
<b>Summe</b>	<b>26.412</b>	<b>6.092</b>	<b>33.503</b>	<b>6.461</b>

Im Geschäftsjahr 2012 bestehen zugunsten E.ONs als Leasinggeber im Rahmen von Finanzierungsleasing nicht garantierte Restwerte in Höhe von 18 Mio € (2011: 17 Mio €). Für die Leasingverhältnisse bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Zum Bilanzstichtag enthalten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte Forderungen gegen Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss von Gemeinschaftskraftwerken in Höhe von 73 Mio € (2011: 62 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 1.213 Mio € (2011: 988 Mio €). Darüber hinaus ist, basierend auf den Vorgaben von IFRIC 5, in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit 1.743 Mio € (2011: 1.595 Mio €) ein Erstattungsanspruch gegenüber Schwedens Fonds für Nuklearabfall im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken beziehungsweise der nuklearen Entsorgung enthalten. Da dieser Vermögenswert zweckgebunden ist, unterliegt er Restriktionen im Hinblick auf die Verfügbarkeit durch die Gesellschaft.

Die Altersstrukturanalyse für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen stellt sich wie folgt dar:

Altersstruktur Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2012	2011
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	16.104	18.065
nicht wertgemindert und nicht überfällig	14.570	16.393
nicht wertgemindert und überfällig bis 60 Tage	1.004	1.050
nicht wertgemindert und überfällig von 61 bis 90 Tage	58	114
nicht wertgemindert und überfällig von 91 bis 180 Tage	61	173
nicht wertgemindert und überfällig von 181 bis 360 Tage	41	78
nicht wertgemindert und überfällig über 360 Tage	47	52
Nettowert wertberichtigte Forderungen	323	205

Die einzelnen wertberichtigten Forderungen bestehen gegenüber einer Vielzahl von Endkunden, bei denen ein vollständiger Forderungseingang nicht mehr wahrscheinlich ist. Die Überwachung der Forderungsbestände erfolgt in den einzelnen Einheiten.

Die Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2012	2011
Stand zum 1. Januar	-860	-840
Veränderung Konsolidierungskreis	19	17
Wertminderungen	-362	-346
Zuschreibungen	72	75
Abgänge	120	216
Sonstiges <sup>1)</sup>	130	18
<b>Stand zum 31. Dezember</b>	<b>-881</b>	<b>-860</b>

1) Unter „Sonstiges“ sind unter anderem Währungsumrechnungsdifferenzen erfasst.

Die Forderungen aus Finanzierungsleasing resultieren überwiegend aus bestimmten Stromlieferverträgen, die nach IFRIC 4 als Leasingverhältnis zu bilanzieren sind. Die Nominal- und Barwerte der ausstehenden Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

E.ON als Leasinggeber – Finanzierungsleasing						
in Mio €	Bruttoinvestition in Finanzierungsleasing-Verhältnisse		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Barwert der Mindestleasingzahlungen	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Fälligkeit bis 1 Jahr	133	147	78	69	55	78
Fälligkeit 1-5 Jahre	532	612	247	278	285	334
Fälligkeit über 5 Jahre	855	1.060	314	421	541	639
<b>Summe</b>	<b>1.520</b>	<b>1.819</b>	<b>639</b>	<b>768</b>	<b>881</b>	<b>1.051</b>

Der Barwert der ausstehenden Leasingzahlungen wird unter den Forderungen aus Finanzierungsleasing ausgewiesen.

## (18) Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

Liquide Mittel		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Wertpapiere und Festgeldanlagen	3.281	3.079
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	2.437	2.734
<i>Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	844	345
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	449	89
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	2.816	3.852
<b>Summe</b>	<b>6.546</b>	<b>7.020</b>

Im Berichtsjahr existierten verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 7 Mio € (2011: 1 Mio €).

Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als drei Monaten Wertpapiere der VKE in Höhe von 77 Mio € (2011: 98 Mio €) enthalten, die zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen zweckgebunden sind (siehe Textziffer 31).

In den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten sind Barmittel, Schecks, Kassenbestände, Guthaben bei der Bundesbank und anderen Kreditinstituten mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten in Höhe von 2.759 Mio € (2011: 2.962 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügbungsbeschränkt sind.

## (19) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 2.001.000.000 auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) und beträgt 2.001.000.000 € (2011: 2.001.000.000 €). Das Grundkapital der Gesellschaft wurde durch die Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) erbracht.

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 2. Mai 2017 eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen. Der Vorstand wurde auf der oben genannten Hauptversammlung ermächtigt, erworbene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 31. Dezember 2012 betrug 1.906.750.395 (31. Dezember 2011: 1.905.470.135). Zum 31. Dezember 2012 befanden sich im Bestand der E.ON SE sowie einer Tochtergesellschaft 94.249.605 eigene Aktien (31. Dezember 2011: 95.529.865) mit einem Buchwert von 3.505 Mio € (entsprechend 4,71 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 94.249.605 € des Grundkapitals). Im Jahr 2012 wurden für das Mitarbeiteraktienprogramm 1.279.079 Aktien aus dem Bestand entnommen und an Mitarbeiter ausgegeben (2011: Erwerb von 1.150.000 Aktien über die Börse sowie Entnahme von 60.014 Aktien aus dem Bestand). Zur Ausgabe von Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms siehe auch Textziffer 11. Weiterhin wurden aus dem Bestand 1.181 Aktien ausgegeben (2011: 1.278 Aktien).

Die Gesellschaft wurde durch die Hauptversammlung weiterhin ermächtigt, Aktien auch unter Einsatz von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden zu erwerben. Erfolgt der Erwerb unter Einsatz von Derivaten in Form von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden, müssen die Optionsgeschäfte mit einem Finanzinstitut oder über die Börse zu marktnahen Konditionen abgeschlossen werden. Im Berichtsjahr wurden über dieses Modell keine Aktien erworben.

## Genehmigtes Kapital

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 2. Mai 2017 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre zu erhöhen, jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 das genehmigte Kapital gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch vorhanden ist (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden.

## Bedingtes Kapital

Auf der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 wurde eine bis zum 2. Mai 2017 befristete bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszu-schließen – von 175 Mio € beschlossen. Die bedingte Kapitalerhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie die Inhaber von Options- oder Wandlungsrechten beziehungsweise die zur Wandlung Verpflichteten aus Options- oder Wandelanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen, die von der E.ON SE oder einer Konzerngesellschaft der E.ON SE im Sinne von § 18 AktG ausgegeben beziehungsweise garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung verpflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung erfüllen, soweit nicht ein Barausgleich gewährt oder eigene Aktien oder Aktien einer anderen börsennotierten Gesellschaft zur Bedienung eingesetzt werden. Diese bedingte Kapitalerhöhung gilt jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 die bedingte Kapitalerhöhung gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch nicht durchgeführt ist. Das bedingte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.



## Stimmrechtsverhältnisse

Nachfolgende Mitteilungen gemäß § 21 Abs. 1 WpHG zu den Stimmrechtsverhältnissen liegen vor:

Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON SE						
Aktionäre	Datum der Mitteilung	Veränderung Schwellenwerte	Erreichen der Stimmrechtsanteile am	Zurechnung	Stimmrechte	
					in %	absolut
Staat Norwegen <sup>1)</sup>	9. Jan. 2009	5 %	31. Dez. 2008	direkt/indirekt	5,91	118.276.492
BlackRock Inc., New York, USA <sup>2)</sup>	26. Okt. 2012	5 %	21. März 2011	indirekt	5,02	100.378.878

1) 4,17 Prozent (83.455.839 der Stimmrechte) werden dem Staat Norwegen nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 WpHG, 1,74 Prozent (34.720.645 der Stimmrechte) nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 WpHG und 0,005 Prozent (100.008 der Stimmrechte) nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, Nr. 2 (in Verbindung mit Satz 2) und Nr. 6 (in Verbindung mit Satz 2) WpHG zugerechnet.  
2) 5,02 Prozent (100.378.878 der Stimmrechte) werden der Gesellschaft gemäß § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 WpHG zugerechnet.

## (20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage verringerte sich im Geschäftsjahr 2012 um 7 Mio € auf 13.740 Mio € (2011: 13.747 Mio €). Die Veränderung enthält ausschließlich das Veräußerungsergebnis aus der Ausgabe von Mitarbeiteraktien an anspruchsberechtigte Mitarbeiter des E.ON-Konzerns.

## (21) Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen des E.ON-Konzerns setzen sich wie folgt zusammen:

Gewinnrücklagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	22.823	23.751
<b>Summe</b>	<b>22.868</b>	<b>23.796</b>

Für Ausschüttungen an die Aktionäre der E.ON SE steht nach deutschem Aktienrecht der nach handelsrechtlichen Vorschriften ausgewiesene Bilanzgewinn der E.ON SE zur Verfügung.

Die Gewinnrücklagen nach handelsrechtlichen Vorschriften belaufen sich zum 31. Dezember 2012 auf insgesamt 5.115 Mio € (2011: 3.109 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2011: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG nicht ausschüttungsfähig.

Damit belaufen sich die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen auf 5.070 Mio € (2011: 3.064 Mio €).

Für das Geschäftsjahr 2012 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 1,10 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2011 wurde eine Dividende von 1,00 € je Aktie ausgeschüttet. Bezogen auf den Jahresendkurs 2012 beträgt die Dividendenrendite 7,0 Prozent. Bei einer Dividende von 1,10 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 2.097 Mio €.

## (22) Veränderung des Other Comprehensive Income

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt:

Anteil des OCI, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt		
in Mio €	2012	2011
Stand zum 31. Dezember (brutto)	312	327
Steueranteil	-	-
<b>Stand zum 31. Dezember (netto)</b>	<b>312</b>	<b>327</b>

## (23) Anteile ohne beherrschenden Einfluss

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss je Segment sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Anteile ohne beherrschenden Einfluss		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Erzeugung	318	303
Erneuerbare Energien	5	7
Optimierung & Handel	12	47
Exploration & Produktion	1	-
Deutschland	2.283	2.221
Weitere EU-Länder	566	535
Russland	678	764
Konzernleitung/Konsolidierung	-1	-1
<b>Summe</b>	<b>3.862</b>	<b>3.876</b>

Der Rückgang an den Anteilen ohne beherrschenden Einfluss resultiert im Wesentlichen aus Anteilszukaufen in Russland, dem Auslaufen einer Rückkaufoption in Rumänien, dem Verkauf der bulgarischen Aktivitäten sowie weiteren Zu- und Verkäufen in der regionalen Einheit Deutschland.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt:

Anteil des OCI, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt				
in Mio €	Cashflow Hedges	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Währungsumrechnungsdifferenz	Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen
Stand zum 1. Januar 2011	2	11	-229	14
Veränderung	-	-2	-18	-25
<b>Stand zum 31. Dezember 2011</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>-247</b>	<b>-11</b>
Veränderung	-2	25	69	-118
<b>Stand zum 31. Dezember 2012</b>	<b>-</b>	<b>34</b>	<b>-178</b>	<b>-129</b>

## (24) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der Mitarbeiter des E.ON-Konzerns in Höhe von 16,8 Mrd € stand zum 31. Dezember 2012 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 11,9 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 71 Prozent.

Neben dem ausgewiesenen Planvermögen wird durch die Versorgungskasse Energie (VKE) ein zusätzliches Vermögen

in Höhe von 0,7 Mrd € (2011: 0,6 Mrd €) verwaltet, das kein Planvermögen gemäß IAS 19 darstellt, aber zum überwiegenden Großteil der Rückdeckung von Versorgungsansprüchen von Mitarbeitern inländischer Konzerngesellschaften dient (siehe Textziffer 31).

In den letzten Jahren hat sich der Finanzierungsstatus, gemessen als Unterschiedsbetrag aus dem Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und dem Fair Value des Planvermögens, wie folgt entwickelt:

Fünf-Jahres-Entwicklung des Finanzierungsstatus					
in Mio €	31. Dezember				
	2012	2011	2010	2009	2008
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	16.778	14.607	16.514	16.087	14.096
Fair Value des Planvermögens	-11.881	-11.359	-13.263	-13.205	-11.034
<b>Finanzierungsstatus</b>	<b>4.897</b>	<b>3.248</b>	<b>3.251</b>	<b>2.882</b>	<b>3.062</b>

## Darstellung der Versorgungsverpflichtungen

Als Ergänzung zu den Leistungen staatlicher Rentensysteme und der privaten Eigenvorsorge bestehen für die meisten Mitarbeiter im E.ON-Konzern betriebliche Versorgungszusagen.

Es bestehen sowohl leistungsorientierte (Defined-Benefit-Pläne) als auch beitragsorientierte Zusagen (Defined-Contribution-Pläne). Der überwiegende Teil der ausgewiesenen Versorgungsverpflichtungen resultiert aus Leistungszusagen der Konzerngesellschaften, bei denen sich die Altersrente nach den Bezügen der letzten Dienstjahre (endgehaltsabhängige Pensionspläne) oder nach Festbetragsstaffeln bemisst.

Zur Vermeidung künftiger Risiken aus betrieblichen Versorgungszusagen wurden seit 1998 bei den wesentlichen inländischen und ausländischen Konzernunternehmen neu konzipierte Pensionspläne eingeführt. Nahezu alle Neueintritte bei E.ON-Konzerngesellschaften, insbesondere im Inland sowie in Großbritannien und Spanien, erhalten mittlerweile Versorgungszusagen, deren zukünftige Risiken kalkulierbar und steuerbar

sind. Darüber hinaus wurden bei den deutschen Konzerngesellschaften größtenteils ab dem Jahr 2004 endgehaltsabhängige Leistungszusagen für bestehende Mitarbeiter in eine neu konzipierte Leistungszusage überführt.

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen beinhalten in geringer Höhe auch Rückstellungen für Verpflichtungen aus der Kostenübernahme von Gesundheitsfürsorgeleistungen (post-employment health care benefits), die im Wesentlichen bei E.ON-Konzerngesellschaften in Spanien gewährt werden.

Im Rahmen rein beitragsorientierter Versorgungszusagen (Defined-Contribution-Pläne) erfüllt das Unternehmen seine Verpflichtungen gegenüber Arbeitnehmern durch die Zahlung vereinbarter Beträge an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister.

## Verpflichtungsumfang

Die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, gemessen am Anwartschaftsbarwert, haben sich wie folgt entwickelt:

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes						
in Mio €	2012			2011		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	14.607	9.455	5.152	16.514	9.058	7.456
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	247	167	80	239	157	82
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	671	432	239	724	440	284
Veränderungen Konsolidierungskreis	-244	-244	-	-2.647	-18	-2.629
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (Past service cost)	131	111	20	19	16	3
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (Actuarial gains [-]/losses)	2.241	1.993	248	442	291	151
Währungsunterschiede	107	-	107	66	-	66
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	2	-	2
Pensionszahlungen	-755	-497	-258	-749	-489	-260
Planabgeltungen	-2	-	-2	-1	-	-1
Plankürzungen	-2	-	-2	-	-	-
Sonstige	-224	-225	1	-2	-	-2
<b>Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember</b>	<b>16.778</b>	<b>11.192</b>	<b>5.586</b>	<b>14.607</b>	<b>9.455</b>	<b>5.152</b>

Ausländische Versorgungsverpflichtungen entfallen nahezu vollständig auf E.ON-Konzerngesellschaften in Großbritannien (2012: 4.880 Mio €, 2011: 4.547 Mio €) und Spanien (2012: 475 Mio €, 2011: 415 Mio €). Der den Gesundheitsfürsorgeleistungen zuzuordnende Anteil des gesamten Verpflichtungsumfanges beträgt 19 Mio € (2011: 15 Mio €).

Die in 2012 entstandenen versicherungsmathematischen Verluste sind weitestgehend auf die Absenkung der im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen.

Unter der Position „Sonstige“ wurden in 2012 im Wesentlichen Umgliederungen leistungsorientierter Versorgungsverpflichtungen in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ ausgewiesen.

Die versicherungsmathematischen Annahmen zur Bewertung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen der Konzerngesellschaften in Deutschland und Großbritannien lauten zum Bilanzstichtag wie folgt:

Versicherungsmathematische Annahmen – leistungsorientierte Versorgungsverpflichtungen				
in %	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Deutschland	Großbritannien	Deutschland	Großbritannien
Rechnungszinssatz	3,40	4,40	4,75	4,60
Gehaltstrend	2,50	3,40	2,50	3,40
Rententrend <sup>1)</sup>	2,00	2,70	2,00	2,80

1) Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einem Ein-Prozent-Rententrend unterliegen.

Der Kostentrend, der für die Bewertung des Verpflichtungsumfanges im Zusammenhang mit den Gesundheitsfürsorgeleistungen zugrunde gelegt wird, beläuft sich für die E.ON-Konzerngesellschaften in Spanien zum 31. Dezember 2012 auf 4,00 Prozent (2011: 4,00 Prozent; 2010: 4,00 Prozent).

Die erwartete Planvermögensrendite zum 31. Dezember 2012 beträgt in Deutschland 5,28 Prozent sowie in Großbritannien 4,20 Prozent.

Zur Berechnung der Netto-Pensionsaufwendungen werden bei den E.ON-Konzerngesellschaften in Deutschland und Großbritannien die zum vorangegangenen Bilanzstichtag festgelegten versicherungsmathematischen Annahmen zugrunde gelegt:

Versicherungsmathematische Annahmen – Nettopensionsaufwand				
in %	2012		2011	
	Deutschland	Großbritannien	Deutschland	Großbritannien
Rechnungszinssatz	4,75	4,60	5,00	5,40
Gehaltstrend	2,50	3,40	2,75	4,00
Rententrend <sup>1)</sup>	2,00	2,80	2,00	3,30
Erwartete Planvermögensrendite	4,70	4,90	4,70	5,80

1) Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einem Ein-Prozent-Rententrend unterliegen.

Darüber hinaus bestehen im Inland Pensionskassen, für die eine erwartete Planvermögensrendite von 3,85 Prozent (2011: 4,50 Prozent; 2010: 4,50 Prozent) für das folgende Geschäftsjahr zugrunde gelegt wird.

Für die bilanzielle Bewertung der betrieblichen Pensionsverpflichtungen im E.ON-Konzern wurden als biometrische Rechnungsgrundlagen jeweils die länderspezifisch anerkannten und auf einem aktuellen Stand befindlichen Sterbetafeln verwendet.

Daneben werden auch andere unternehmensspezifische versicherungsmathematische Annahmen wie die Mitarbeiterfluktuation in die Berechnung einbezogen.

Die im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze basieren grundsätzlich auf den währungsspezifischen, zum Bilanzstichtag ermittelten Renditen hochwertiger Unternehmensanleihen mit einer der durchschnittlichen Laufzeit der jeweiligen Verpflichtung entsprechenden Duration. Infolge zunehmender Ratingherabstufungen von hochwertigen Unternehmensanleihen mit Benchmark-Status im Rahmen der Finanzmarktkrise werden zur Sicherstellung der Datenqualität zum 31. Dezember 2012 weitere hochwertige Unternehmensanleihen mit einem geringeren ausstehenden Volumen berücksichtigt, die in den bislang verwendeten Benchmark-Indizes nicht enthalten sind. Zur Verbesserung der Vergleichbarkeit zwischen den Rechnungszinsen in Deutschland und Großbritannien wurde zudem die Rundungsmethodik vereinheitlicht. Dies führt zum Bilanzstichtag zusammen zu einem Anstieg im Rechnungszins von 40 Basispunkten in Deutschland beziehungsweise 30 Basispunkten in Großbritannien und infolgedessen zu einem korrespondierenden kumulierten versicherungsmathematischen Gewinn in Höhe von 0,9 Mrd €. Für das Geschäftsjahr 2013 führt dies zu einer leichten Verringerung des Netto-Zinsaufwandes in Höhe von 14 Mio €.

Zum 31. Dezember 2012 würde im E.ON-Konzern eine einheitliche Veränderung der Rechnungszinssätze um  $\pm 0,5$  Prozentpunkte zu einer Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen (Defined Benefit Obligation) von -1.190 Mio € beziehungsweise +1.338 Mio € führen.

### Darstellung des Planvermögens

Die Finanzierung leistungsorientierter Versorgungszusagen erfolgt sowohl bei den inländischen als auch bei den ausländischen Konzerngesellschaften größtenteils durch die Ansammlung zweckgebundener Vermögenswerte (Planvermögen) in eigens dafür errichteten und vom Unternehmen rechtlich separierten Pensionsvehikeln.

Im Rahmen des Contractual Trust Arrangement (CTA) für die deutschen Konzerngesellschaften wird durch den E.ON Pension Trust e.V. am Bilanzstichtag Planvermögen in Höhe von 6.481 Mio € (2011: 6.257 Mio €) treuhänderisch verwaltet. Zusätzliches inländisches Planvermögen in Höhe von 288 Mio € (2011: 269 Mio €) wird im Wesentlichen von inländischen Pensionskassen gehalten.

Das ausländische Planvermögen in Höhe von insgesamt 5.112 Mio € (2011: 4.833 Mio €) dient vor allem der Finanzierung der Pensionspläne von E.ON-Konzerngesellschaften in Großbritannien sowie in Spanien. Das Planvermögen der E.ON-Konzerngesellschaften in Großbritannien wird größtenteils von unabhängigen Pensionsfonds (Pension Trusts) verwaltet und beläuft sich zum 31. Dezember 2012 auf 4.702 Mio € (2011: 4.467 Mio €). Das Deckungsvermögen für die spanischen E.ON-Pensionspläne von insgesamt 366 Mio € (2011: 325 Mio €) besteht nahezu vollständig aus qualifizierten Versicherungsverträgen, die gemäß IAS 19 Planvermögen darstellen.

Der Fair Value des Planvermögens, der dem Verpflichtungsumfang für die leistungsorientierten Versorgungszusagen gegenübersteht, entwickelte sich wie nachfolgend dargestellt:

Entwicklung des Planvermögens						
in Mio €	2012			2011		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar	11.359	6.526	4.833	13.263	6.698	6.565
Erwarteter Planvermögensertrag (Expected return on plan assets)	542	302	240	581	314	267
Arbeitgeberbeiträge	261	24	237	631	201	430
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	2	-	2
Veränderungen Konsolidierungskreis	-	-	-	-2.540	-6	-2.534
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste (-) (Actuarial gains/losses [-])	366	420	-54	72	-212	284
Währungsunterschiede	105	-	105	70	-	70
Pensionszahlungen	-726	-477	-249	-719	-469	-250
Planabgeltungen	-1	-	-1	-1	-	-1
Sonstige	-26	-26	-	-	-	-
<b>Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember</b>	<b>11.881</b>	<b>6.769</b>	<b>5.112</b>	<b>11.359</b>	<b>6.526</b>	<b>4.833</b>

Die tatsächlichen Vermögenserträge aus dem Planvermögen betragen im Jahr 2012 in Summe 908 Mio € (2011: 653 Mio €).

Unter der Position „Sonstige“ wurden in 2012 im Wesentlichen Umgliederungen von Planvermögen in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ dargestellt.

Die von der VKE verwalteten langfristigen Kapitalanlagen und liquiden Mittel in Höhe von 0,7 Mrd € (2011: 0,6 Mrd €) gehen nicht in die Ermittlung des Finanzierungsstatus zum 31. Dezember 2012 ein, da sie kein Planvermögen gemäß IAS 19 darstellen. Für eine vollständige Beurteilung des Ausfinanzierungsgrades der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen des E.ON-Konzerns ist dieses Vermögen, das zum überwiegenden Großteil der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen von Mitarbeitern inländischer Konzerngesellschaften dient, zusätzlich zu berücksichtigen.

Das Planvermögen entfällt zu einem geringen Teil auf eigene Finanzinstrumente (2012: 0,6 Mrd €; 2011: 0,7 Mrd €). Der Anteil des Planvermögens, der auf eigene Finanzinstrumente entfällt, beinhaltet aufgrund der vertraglichen Strukturierung jedoch kein E.ON-spezifisches Risiko für das CTA. Darüber hinaus enthält das Planvermögen nahezu keine selbst genutzten Immobilien sowie Aktien oder Anleihen von E.ON-Konzerngesellschaften.

Das prinzipielle Anlageziel für das Planvermögen ist die zeitkongruente Abdeckung der aus den jeweiligen Versorgungszusagen resultierenden Zahlungsverpflichtungen.

Zur Umsetzung des Anlageziels verfolgt der E.ON-Konzern grundsätzlich eine an der Struktur der Versorgungsverpflichtungen ausgerichtete Anlagestrategie. Diese langfristig ausgerichtete Anlagestrategie zielt auf ein Management des Finanzierungsstatus (funded status) und bewirkt, dass der Fair Value des Planvermögens die insbesondere durch Zins- und Inflationsschwankungen verursachten Wertänderungen des Anwartschaftsbarwertes zu einem gewissen Grad periodengleich nachvollzieht. Bei der Umsetzung der Anlagestrategie können auch Derivate (zum Beispiel Zins- und Inflationsswaps) zum Einsatz kommen. Um langfristig den Finanzierungsstatus des E.ON-Konzerns positiv zu beeinflussen, wird ein Teil des Planvermögens zudem diversifiziert in Anlageklassen investiert, die langfristig eine über der für festverzinsliche Anleihen liegende Rendite erwarten lassen.

Die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur für die einzelnen Planvermögen erfolgt auf der Basis regelmäßig durchgeführter Asset-Liability-Studien. Im Rahmen dieser Analysen wird die Ziel-Portfoliostruktur vor dem Hintergrund der bestehenden Anlagegrundsätze, des aktuellen Ausfinanzierungsgrades, des Kapitalmarktumfeldes und der Verpflichtungsstruktur überprüft und gegebenenfalls angepasst. Die langfristig erwarteten Renditen für die einzelnen Planvermögen resultieren aus der angestrebten Portfoliostruktur und den im Rahmen der Asset-Liability-Studien prognostizierten langfristigen Renditen für die einzelnen Anlageklassen.



Zum Bilanzstichtag war das Planvermögen in die folgenden Vermögenskategorien investiert:

Vermögenskategorien des Planvermögens						
in %	31. Dezember 2012			31. Dezember 2011		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Aktien	11	15	6	11	13	8
Schuldtitel	63	66	59	64	65	63
Immobilien	8	11	5	9	12	6
Sonstiges	18	8	30	16	10	23

## Pensionsrückstellung

Die bilanzierte Nettoverpflichtung des E.ON-Konzerns resultiert aus einer Gegenüberstellung von Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und Fair Value des Planvermögens, angepasst um noch nicht erfasste nachzuverrechnende Dienstzeitaufwendungen, und leitet sich wie folgt ab:

Herleitung Pensionsrückstellung		
in Mio €	31. Dezember	
	2012	2011
Anwartschaftsbarwert der Versorgungsverpflichtungen mit (vollständiger oder teilweiser) Planvermögensdeckung	16.204	14.128
Fair Value des Planvermögens	-11.881	-11.359
Anwartschaftsbarwert der Versorgungsverpflichtungen ohne Planvermögensdeckung	574	479
<b>Finanzierungsstatus</b>	<b>4.897</b>	<b>3.248</b>
Nicht erfasster, nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-9	-9
<b>Bilanzierter Betrag</b>	<b>4.888</b>	<b>3.239</b>
ausgewiesen als betriebliche Forderungen	-2	-6
ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	4.890	3.245

## Beitrags- und Versorgungszahlungen

Im Jahr 2012 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 261 Mio € (2011: 631 Mio €) geleistet.

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in Höhe von 631 Mio € erwartet, die in Höhe von 148 Mio € auf ausländische Gesellschaften entfallen.

Im Jahr 2012 erfolgten Pensionszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 755 Mio € (2011: 749 Mio €). Für die zum 31. Dezember 2012 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Pensionszahlungen prognostiziert:

Erwartete Pensionszahlungen			
in Mio €	Gesamt	Inland	Ausland
2013	758	495	263
2014	766	501	265
2015	782	509	273
2016	800	523	277
2017	820	538	282
2018-2022	4.334	2.904	1.430
<b>Summe</b>	<b>8.260</b>	<b>5.470</b>	<b>2.790</b>

## Pensionsaufwand

Der Gesamtaufwand für die leistungsorientierten Versorgungszusagen, der in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie in den betrieblichen Forderungen enthalten ist, setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen						
in Mio €	2012			2011		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	247	167	80	239	157	82
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	671	432	239	724	440	284
Erwarteter Planvermögensertrag (Expected return on plan assets)	-542	-302	-240	-581	-314	-267
Auswirkungen von Plankürzungen (Effects of curtailments) und/oder Planabgeltungen (Effects of settlements)	-3	-	-3	-	-	-
Erfasster, nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (Recognized past service cost)	131	111	20	21	16	5
<b>Summe</b>	<b>504</b>	<b>408</b>	<b>96</b>	<b>403</b>	<b>299</b>	<b>104</b>

Die Erhöhung der erfassten nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen gegenüber dem Vorjahr ist weitestgehend auf Effekte im Zusammenhang mit dem Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 zurückzuführen.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste werden vollständig und periodengerecht erfasst. Sie werden außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung in der Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen ausgewiesen.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2012 für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 69 Mio € (2011: 71 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,4 Mrd € (2011: 0,4 Mrd €).

Vom dargestellten Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen entfallen 0,8 Mio € (2011: 0,8 Mio €) auf Gesundheitsfürsorgeleistungen. Eine Veränderung der angenommenen Trends für die Steigerung der Gesundheitskosten

um  $\pm 1,0$  Prozentpunkte führt zu einer Veränderung dieses Aufwands (nur Dienstzeit- und Zinskomponente) um +0,2 Mio € beziehungsweise -0,1 Mio € (2011: +0,2 Mio € beziehungsweise -0,1 Mio €). Der hierauf entfallende Verpflichtungsumfang würde sich entsprechend um +3,3 Mio € beziehungsweise -2,6 Mio € (2011: +2,4 Mio € beziehungsweise -1,9 Mio €) verändern.

Die im Konzerneigenkapital erfassten versicherungsmathematischen Gewinne/Verluste aus leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und zugehörigem Planvermögen entwickelten sich wie folgt:

Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne/Verluste		
in Mio €	2012	2011
Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne (+)/Verluste (-) zum 1. Januar	-954	-584
Erfassung der versicherungsmathematischen Gewinne (+)/Verluste (-) des Berichtsjahres im Eigenkapital	-1.875	-370
<b>Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne (+)/Verluste (-) zum 31. Dezember</b>	<b>-2.829</b>	<b>-954</b>

In den Jahren 2008 bis 2012 haben sich folgende erfahrungsbedingte Anpassungen des Barwertes aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens ergeben:

Erfahrungsbedingte Anpassungen					
in %	31. Dezember				
	2012	2011	2010	2009	2008
Erfahrungsbedingte Anpassungen des Verpflichtungsbetrages	0,30	0,17	-0,16	0,26	1,61
Erfahrungsbedingte Anpassungen des Planvermögens	3,07	0,72	1,66	0,23	-9,01

Die erfahrungsbedingten Anpassungen spiegeln die Effekte auf die im E.ON-Konzern bestehenden Verpflichtungsbeträge und das Planvermögen wider, die sich aus der Abweichung der tatsächlich eingetretenen Bestandsentwicklung von den zu Beginn des Geschäftsjahres unterstellten Annahmen ergeben. Dazu zählen bei der Bewertung der Versorgungsverpflichtungen insbesondere Einkommenssteigerungen, Rentenerhöhungen, Mitarbeiterfluktuation sowie biometrische Daten wie Todes- und Invaliditätsfälle.

## (25) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen				
in Mio €	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	146	9.673	220	8.972
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	415	5.880	404	5.669
Verpflichtungen im Personalbereich	816	1.489	779	1.479
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	107	2.003	367	1.637
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	270	591	393	285
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	539	244	699	280
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	101	836	42	924
Sonstige	1.679	2.969	2.081	3.181
<b>Summe</b>	<b>4.073</b>	<b>23.685</b>	<b>4.985</b>	<b>22.427</b>

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen										
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2012	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Aufzinsung	Zuführung	Inanspruchnahme	Umbuchung	Auflösung	Schätzungsänderungen	Stand zum 31. Dezember 2012
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	9.192	43	-	455	21	-62	-	-	170	9.819
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	6.073	39	-	294	53	-443	-1	-	280	6.295
Verpflichtungen im Personalbereich	2.258	3	-118	134	818	-721	11	-80	-	2.305
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	2.004	20	-20	50	92	-26	1	-138	127	2.110
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	678	11	-4	10	549	-218	-5	-160	-	861
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	979	6	-18	18	226	-178	-	-250	-	783
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	966	1	-39	6	133	-64	-	-66	-	937
Sonstige	5.262	8	-46	60	1.365	-1.109	-24	-869	1	4.648
<b>Summe</b>	<b>27.412</b>	<b>131</b>	<b>-245</b>	<b>1.027</b>	<b>3.257</b>	<b>-2.821</b>	<b>-18</b>	<b>-1.563</b>	<b>578</b>	<b>27.758</b>

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellungsentwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 9) enthalten.

Die verwendeten Zinssätze betragen im Kernenergiebereich nach landesspezifischer Ermittlung zum 31. Dezember 2012 5,0 Prozent (2011: 5,2 Prozent) in Deutschland und 3,0 Prozent (2011: 3,0 Prozent) in Schweden. Die übrigen Rückstellungsbeträge entfallen weit überwiegend auf Sachverhalte in den Ländern des Euroraums sowie in Großbritannien und in Schweden. In Abhängigkeit von der Laufzeit kommen hier Zinssätze zwischen 0,02 und 3,1 Prozent (2011: 0,3 und 3,7 Prozent) zur Anwendung.

### Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 9,8 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 8,6 Mrd € auf die Geschäftstätigkeit in Deutschland und mit 1,2 Mrd € auf die schwedischen Aktivitäten. Die Rückstellungen beinhalten auf der Grundlage von Gutachten und Kostenschätzungen sämtliche nuklearen

Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlageanteile.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Die in den Rückstellungen für nicht vertragliche nukleare Verpflichtungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen beinhalten die erwarteten Kosten des Nach- beziehungsweise Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Zusätzlich sind im Rahmen der Entsorgung von Brennelementen Kosten für durchzuführende Transporte zum Endlager sowie Kosten für eine endlagergerechte Konditionierung einschließlich erforderlicher Behälter berücksichtigt.

Die Stilllegungskosten sowie die Kosten der Entsorgung der Brennelemente und der schwach radioaktiven Betriebsabfälle enthalten jeweils auch die eigentlichen Endlagerkosten. Die Endlagerkosten umfassen insbesondere Investitions- und Betriebskosten der voraussichtlichen Endlager Gorleben und Konrad und basieren auf der Endlagervorausleistungsverordnung und Angaben des Bundesamtes für Strahlenschutz. Von den Rückstellungen wurden 946 Mio € (2011: 884 Mio €) geleistete Anzahlungen an das Bundesamt für Strahlenschutz abgesetzt. Diese Zahlungen werden jährlich auf Basis der Ausgaben des Bundesamtes für Strahlenschutz für die Errichtung der Endlager Gorleben und Konrad geleistet.

Sämtliche den Rückstellungen zugrunde liegenden Kostensätze werden jährlich auf Basis externer Sachverständigen-gutachten aktualisiert. Bei der Bemessung der Rückstellungen in Deutschland wurden die Änderungen des Atomgesetzes vom 6. August 2011 berücksichtigt.

Für die deutschen Aktivitäten ergaben sich 2012 Schätzungsänderungen in Höhe von 170 Mio € (2011: 108 Mio €), Umgliederungen in die Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen lagen nicht vor (2011: -302 Mio €). Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 62 Mio € (2011: 45 Mio €), von denen sich 23 Mio € (2011: 18 Mio €) auf im Rückbau beziehungsweise Nichtleistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke beziehen, denen Sachverhalte zugrunde lagen, für die Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert waren. Für die schwedischen Aktivitäten waren 2012 wie im Vorjahr keine Schätzungsänderungen und Inanspruchnahmen zu verzeichnen.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	6.865	420	6.483	374
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	2.721	759	2.491	728
Geleistete Anzahlungen	946	-	884	-
<b>Summe</b>	<b>8.640</b>	<b>1.179</b>	<b>8.090</b>	<b>1.102</b>

### Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 6,3 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 5,3 Mrd € auf die Geschäftstätigkeit in Deutschland und mit 1,0 Mrd € auf die schwedischen Aktivitäten. Die Rückstellungen beinhalten sämtliche vertraglichen nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen, die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile, deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen beruht.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Von dem auf Deutschland entfallenden Anteil der Rückstellungen wurden 68 Mio € (2011: 44 Mio €) geleistete Anzahlungen an sonstige Entsorgungsunternehmen abgesetzt. Diese Anzahlungen betreffen Vorauszahlungen für die Lieferung von Zwischenlagerbehältern.

Die in den Rückstellungen erfassten Verpflichtungen beinhalten im Rahmen der Entsorgung von Brennelementen die vertragsgemäßen Kosten zum einen für die Restabwicklung der Wiederaufarbeitung und die damit verbundene Rückführung von Abfällen mit anschließender Zwischenlagerung in Gorleben und Ahaus und zum anderen die im Zusammenhang mit dem Entsorgungspfad „direkte Endlagerung“ anfallenden Kosten für die standortnahe Zwischenlagerung einschließlich der erforderlichen Zwischenlagerbehälter. Des Weiteren sind die vertragsgemäßen Kosten des Stilllegungsbereichs sowie der Konditionierung von schwach radioaktiven Betriebsabfällen in den Rückstellungen berücksichtigt.

Für die deutschen Aktivitäten ergaben sich im Jahr 2012 Schätzungsänderungen in Höhe von 303 Mio € (2011: 353 Mio €), Umgliederungen aus den Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen lagen nicht vor (2011: 302 Mio €).

Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 369 Mio € (2011: 224 Mio €), von denen sich 261 Mio € (2011: 129 Mio €) auf im Rückbau beziehungsweise Nichtleistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke beziehen, denen Sachverhalte zugrunde lagen, für die Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert waren. Für die schwedischen Aktivitäten waren nur unwesentliche Schätzungsänderungen zu verzeichnen (2011: 40 Mio €). Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 74 Mio € (2011: 52 Mio €),

von denen 27 Mio € (2011: 20 Mio €) auf das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck entfallen. Für die zugrunde liegenden Sachverhalte waren bereits Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	3.104	348	2.995	342
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	2.260	651	2.104	676
Geleistete Anzahlungen	68	-	44	-
<b>Summe</b>	<b>5.296</b>	<b>999</b>	<b>5.055</b>	<b>1.018</b>

## Verpflichtungen im Personalbereich

Die Rückstellungen für Personalaufwendungen betreffen vor allem Rückstellungen für Vorruhestandsregelungen, erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile, Deputatverpflichtungen sowie andere Personalkosten. Zusätzlich dazu werden hier seit dem Jahr 2011 Rückstellungen für Restrukturierung im Rahmen des Programms E.ON 2.0 ausgewiesen. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen. Der Personalaufwand für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Arbeitsverhältnisses, der im Wesentlichen aus dem Programm E.ON 2.0 resultiert, beträgt im Geschäftsjahr 2012 0,3 Mrd €.

## Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen

Die Rückstellungen für sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen enthalten Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen für konventionelle und regenerative Kraftwerksanlagen inklusive der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich auf Basis zivilrechtlicher Vereinbarungen oder öffentlich-rechtlicher Auflagen. Außerdem werden hier Rückstellungen für Rekultivierung von Tagebau- und Gas-speicherstandorten sowie für den Rückbau von Infrastruktureinrichtungen ausgewiesen.

## Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen enthalten unter anderem Rückstellungen für Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten.

## Absatzmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für absatzmarktorientierte Verpflichtungen enthalten im Wesentlichen Verlustrisiken für Preisnachlässe sowie aus schwebenden Verkaufskontrakten.

## Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen betreffen vor allem Sanierungs- und Gewässerschutzmaßnahmen sowie die Beseitigung von Altlasten. Weiterhin werden in diesem Posten Rückstellungen für übrige Rekultivierungsmaßnahmen sowie Verpflichtungen zur Beseitigung von Bergschäden ausgewiesen.

## Sonstige

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten im Wesentlichen Rückstellungen aus dem Strom- und Gasgeschäft. Darüber hinaus sind hier mögliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern sowie diverse mögliche Ausgleichsverpflichtungen enthalten.



**(26) Verbindlichkeiten**

Die Verbindlichkeiten setzen sich wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten						
in Mio €	31. Dezember 2012			31. Dezember 2011		
	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>4.007</b>	<b>21.937</b>	<b>25.944</b>	<b>5.885</b>	<b>24.029</b>	<b>29.914</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.459	-	5.459	4.871	-	4.871
Investitionszuschüsse	454	48	502	469	241	710
Baukostenzuschüsse von Energieabnehmern	390	2.239	2.629	419	2.438	2.857
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	5.567	1.739	7.306	9.140	2.417	11.557
Erhaltene Anzahlungen	306	354	660	363	371	734
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	13.762	1.275	15.037	15.467	1.590	17.057
<b>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>25.938</b>	<b>5.655</b>	<b>31.593</b>	<b>30.729</b>	<b>7.057</b>	<b>37.786</b>
<b>Summe</b>	<b>29.945</b>	<b>27.592</b>	<b>57.537</b>	<b>36.614</b>	<b>31.086</b>	<b>67.700</b>

**Finanzverbindlichkeiten**

Im Folgenden werden die wichtigsten Kreditvereinbarungen und Programme zur Emission von Schuldtiteln des E.ON-Konzerns beschrieben. Unter Anleihen werden die ausstehenden Schuldverschreibungen gezeigt, einschließlich derjenigen unter dem „Debt-Issuance-Programm“.

**Debt-Issuance-Programm über 35 Mrd €**

E.ON SE und EIF verfügen über ein Debt-Issuance-Programm, mit dem von Zeit zu Zeit die Emission von Schuldtiteln in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht wird. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €. Das Programm wurde im April 2012 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert.

**Konzernleitung****Covenants**

Im Rahmen der Finanzierungstätigkeit werden von der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. (EIF), Rotterdam, Niederlande, als Covenants im Wesentlichen Vereinbarungen wie Change-of-Control-Klauseln (Eigentümerwechsel), Negative-Pledge-Klauseln (Negativerklärungen), Pari-passu-Klauseln (Gleichrangerklärungen) sowie Cross-Default-Klauseln (Kündigungsklauseln mit Querverweis auf andere Verträge), jeweils beschränkt auf wesentliche Tatbestände, eingesetzt. Finanzielle Covenants, die an bilanzielle Kennzahlen gekoppelt sind, werden nicht eingesetzt.

Zum Jahresende 2012 standen folgende Anleihen der EIF aus:

Wesentliche Anleihen der E.ON International Finance B.V. <sup>1)</sup>				
Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon	
565 Mio EUR <sup>2)</sup>	4 Jahre	Mrz 2013	4,125 %	
1.080 Mio EUR <sup>3)</sup>	5 Jahre	Mai 2013	5,125 %	
300 Mio CHF	5 Jahre	Mai 2013	3,625 %	
250 Mio GBP <sup>4)</sup>	5 Jahre	Jan 2014	5,125 %	
1.426 Mio EUR <sup>5)</sup>	5 Jahre	Jan 2014	4,875 %	
525 Mio CHF <sup>6)</sup>	5 Jahre	Feb 2014	3,375 %	
786 Mio EUR <sup>7)</sup>	6 Jahre	Jun 2014	5,250 %	
225 Mio CHF	7 Jahre	Dez 2014	3,250 %	
1.250 Mio EUR	7 Jahre	Sep 2015	5,250 %	
1.500 Mio EUR	7 Jahre	Jan 2016	5,500 %	
900 Mio EUR	15 Jahre	Mai 2017	6,375 %	
2.375 Mio EUR <sup>8)</sup>	10 Jahre	Okt 2017	5,500 %	
2.000 Mio USD <sup>9)</sup>	10 Jahre	Apr 2018	5,800 %	
850 Mio GBP <sup>10)</sup>	12 Jahre	Okt 2019	6,000 %	
1.400 Mio EUR <sup>11)</sup>	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %	
975 Mio GBP <sup>12)</sup>	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %	
900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %	
1.000 Mio USD <sup>9)</sup>	30 Jahre	Apr 2038	6,650 %	
700 Mio GBP	30 Jahre	Jan 2039	6,750 %	

1) Listing: Alle Anleihen sind in Luxemburg gelistet, mit Ausnahme der CHF-Anleihen, welche an der SWX Swiss Exchange gelistet sind, sowie der beiden USD-Anleihen unter Rule 144A/Regulation S, die ungelistet sind.  
 2) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 750 Mio EUR auf rund 565 Mio EUR zurückgeführt.  
 3) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.500 Mio EUR auf rund 1.080 Mio EUR zurückgeführt.  
 4) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 350 Mio GBP auf rund 250 Mio GBP zurückgeführt.  
 5) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf rund 1.426 Mio EUR zurückgeführt.  
 6) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 400 Mio CHF auf 525 Mio CHF.  
 7) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf rund 786 Mio EUR zurückgeführt.  
 8) Die Anleihe wurde in zwei Schritten aufgestockt von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf 2.375 Mio EUR.  
 9) Anleihe unter Rule 144A/Regulation S.  
 10) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 600 Mio GBP auf 850 Mio GBP.  
 11) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.  
 12) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2012 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 1,5 Mrd € (2011: 1,6 Mrd €) sowie Schulscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 0,8 Mrd € (2011: 0,8 Mrd €).

### Commercial-Paper-Programme über 10 Mrd € und 10 Mrd US-\$

Das Euro-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd € ermöglicht es der E.ON SE sowie der EIF (unter unbedingter Garantie der E.ON SE), von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu zwei Jahren abzüglich eines Tages an Investoren auszugeben. Das US-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd US-\$

ermöglicht es der E.ON SE, an Investoren von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 366 Tagen und Extendible Notes mit Laufzeiten von ursprünglich bis zu 397 Tagen (und anschließender Verlängerungsoption für den Investor) auszugeben. Zum 31. Dezember 2012 standen unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm 180 Mio € (2011: 869 Mio €) aus. Unter dem US-Commercial-Paper-Programm waren wie im Vorjahr keine Commercial Paper ausstehend.

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 6 Mrd €  
Mit Wirkung zum 25. November 2010 hat E.ON eine syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 6 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren abgeschlossen. Diese Kreditlinie ist nicht in Anspruch genommen worden, sondern dient vielmehr als nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns, unter anderem auch als Backup-Linie für die Commercial-Paper-Programme.

Die Fälligkeiten der Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der EIF werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Abweichend vom Vorjahr wurden bei Verbindlichkeiten in Fremdwährungen ökonomische Sicherungsbeziehungen berücksichtigt, sodass die Angaben von den Bilanzwerten abweichen.

Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V.								
in Mio €	Summe	Fälligkeit in 2012	Fälligkeit in 2013	Fälligkeit in 2014	Fälligkeit in 2015	Fälligkeit in 2016	Fälligkeit in 2017 bis 2023	Fälligkeit nach 2023
31. Dezember 2012	20.724	-	2.097	3.173	1.250	1.650	7.948	4.606
31. Dezember 2011	23.379	2.676	2.097	3.166	1.250	1.650	7.965	4.575

### Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember							
in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel		
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	
Anleihen	-	-	-	-	-	-	
Commercial Paper	-	-	-	-	-	-	
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	97	109	41	6	-	6	
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	44	43	-	-	734	573	
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.040	1.125	536	354	69	167	
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>1.181</b>	<b>1.277</b>	<b>577</b>	<b>360</b>	<b>803</b>	<b>746</b>	

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 373 Mio € (2011: 435 Mio €). Hierbei handelt es sich um von Banken hinterlegte Sicherheitsleistungen zur Begrenzung der Auslastung von Kreditlimiten im Zusammenhang mit der Marktbewertung von Derivategeschäften. In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Schuldscheindarlehen in Höhe von 838 Mio € (2011: 839 Mio €) sowie Finanzgarantien in Höhe von 33 Mio € (2011: 64 Mio €) enthalten. Darüber hinaus beinhaltet der Posten erhaltene Margin-Zahlungen im Zusammenhang mit Börsentermingeschäften in Höhe von 9 Mio € (2011: 51 Mio €). Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 22 Mio € (2011: 20 Mio €). E.ON kann diese erhaltenen Sicherheiten uneingeschränkt nutzen.

### Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen beliefen sich zum 31. Dezember 2012 auf 5.459 Mio € (2011: 4.871 Mio €).

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 502 Mio € (2011: 710 Mio €) wurden überwiegend für Investitionen gewährt, wobei die bezuschussten Vermögenswerte im Eigentum des E.ON-Konzerns verbleiben und diese Zuschüsse nicht rückzahlbar sind. Analog zum Abschreibungsverlauf wird ihre Auflösung in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
-	-	-	-	117	281	20.517	23.075	20.634	23.356
-	-	-	-	-	-	180	869	180	869
-	-	175	263	165	359	373	446	851	1.189
-	-	92	69	1	-	78	93	949	778
2	3	116	171	158	67	1.409	1.835	3.330	3.722
<b>2</b>	<b>3</b>	<b>383</b>	<b>503</b>	<b>441</b>	<b>707</b>	<b>22.557</b>	<b>26.318</b>	<b>25.944</b>	<b>29.914</b>

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 2.629 Mio € (2011: 2.857 Mio €) wurden von Kunden gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt. Diese Zuschüsse sind branchenüblich, in der Regel nicht rückzahlbar und werden grundsätzlich entsprechend der Nutzungsdauer ergebniserhöhend aufgelöst und den Umsatzerlösen zugerechnet.

Die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen abgegrenzte Schulden in Höhe von 10.612 Mio € (2011: 12.166 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 858 Mio € (2011: 991 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits

konsolidierten Tochterunternehmen in Höhe von 421 Mio € (2011: 473 Mio €) sowie Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht verbunden mit einem Kompensationsanspruch zusteht, in Höhe von 338 Mio € (2011: 348 Mio €) enthalten.

Von den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten entfallen 8 Mio € (2011: 11 Mio €) auf das Explorationsgeschäft.

## (27) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

E.ON ist im Rahmen seiner Geschäftstätigkeit Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen, die eine Vielzahl zugrunde liegender Sachverhalte betreffen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen (für weitere Informationen wird auf Textziffer 28 verwiesen), kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen.

### Haftungsverhältnisse

Die Eventualverbindlichkeiten des E.ON-Konzerns aus den bestehenden Haftungsverhältnissen belaufen sich zum 31. Dezember 2012 auf einen beizulegenden Zeitwert von 120 Mio € (2011: 195 Mio €). Hinsichtlich dieser Eventualverbindlichkeiten besteht derzeit kein Anspruch auf Erstattung.

E.ON hat direkte und indirekte Garantien, bei denen es sich um bedingte Zahlungsverpflichtungen von E.ON in Abhängigkeit vom Eintritt eines bestimmten Ereignisses beziehungsweise von Änderungen eines Basiswerts in Beziehung zu einem Vermögenswert, einer Verbindlichkeit oder einem Eigenkapitaltitel des Garantieempfängers handelt, gegenüber Dritten und Konzernfremden gewährt. Diese beinhalten vor allem Finanz- und Gewährleistungsgarantien.

Darüber hinaus hat E.ON auch Freistellungsvereinbarungen abgeschlossen. Diese sind neben anderen Garantien Bestandteil von Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen, die von Konzerngesellschaften abgeschlossen wurden, und beinhalten vor allem die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen und Gewährleistungen, Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Gewährleistungen. In manchen Fällen werden Verpflichtungen zuerst von Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt, bevor E.ON selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON SE (beziehungsweise VEBA AG oder VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind in Form von Freistellungs-erklärungen in den meisten Fällen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personengesellschaften und Arbeitsgemeinschaften.

Die Garantien von E.ON beinhalten auch die Deckungsvorsorge aus dem Betrieb von Kernkraftwerken. Für die Risiken aus nuklearen Schäden haben die deutschen Kernkraftwerksbetreiber nach Inkrafttreten des entsprechend novellierten Atomgesetzes (AtG) und der entsprechend novellierten Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) vom 27. April 2002 bis zu einem Maximalbetrag von 2,5 Mrd € je Schadensfall Deckungsvorsorge nachzuweisen.

Von dieser Vorsorge sind 255,6 Mio € über eine einheitliche Haftpflichtversicherung abgedeckt. Die Nuklear Haftpflicht GbR erfasst nur noch die solidarische Absicherung in Bezug auf Ansprüche im Zusammenhang mit behördlich angeordneten Evakuierungsmaßnahmen im Bereich zwischen 0,5 Mio € und 15 Mio €. Konzernunternehmen haben sich entsprechend ihren Anteilen an Kernkraftwerken verpflichtet, deren Betriebsgesellschaften liquiditätsmäßig so zu stellen, dass sie ihren Verpflichtungen aus ihrer Zugehörigkeit zur Nuklear Haftpflicht GbR jederzeit nachkommen können.

Zur Erfüllung der anschließenden Deckungsvorsorge in Höhe von 2.244,4 Mio € je Schadensfall haben die E.ON Energie AG (E.ON Energie) und die übrigen Obergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber mit Vertrag vom 11. Juli/27. Juli/21. August/28. August 2001, verlängert mit Vereinbarung vom 25. März/18. April/28. April/1. Juni 2011, vereinbart, den haftenden Kernkraftwerksbetreiber im Schadensfall – nach Ausschöpfung seiner eigenen Möglichkeiten und der seiner Muttergesellschaft – finanziell so auszustatten, dass dieser seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann (Solidarvereinbarung). Vertragsgemäß beträgt der auf die E.ON Energie entfallende Anteil bezüglich der Haftung, zuzüglich 5,0 Prozent für Schadensabwicklungskosten, am 31. Dezember 2012 unverändert zum Vorjahr 42,0 Prozent. Ausreichende Liquiditätsvorsorge besteht und ist im Liquiditätsplan berücksichtigt.

Die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheit sowie deren Muttergesellschaft haben entsprechend schwedischem Recht gegenüber staatlichen Einrichtungen Garantien abgegeben. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für die Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls sowie die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerksanlagen, die über die in der Vergangenheit bereits finanzierten

Abgaben hinausgehen. Darüber hinaus sind die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheit sowie deren Muttergesellschaft für alle Kosten der Entsorgung schwach radioaktiven Abfalls verantwortlich.

In Schweden haftet der Eigentümer von Kernkraftwerken für Schäden, die durch Unfälle in den entsprechenden Kernkraftwerken und durch Unfälle mit radioaktiven Substanzen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb dieser Kernkraftwerke stehen, verursacht werden. Zum 31. Dezember 2012 war die Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 3.004 Mio SEK beziehungsweise 350 Mio € (2011: 3.189 Mio SEK beziehungsweise 358 Mio €) pro Schadensfall. Dieser Betrag muss gemäß „Law Concerning Nuclear Liability“ versichert werden. Die entsprechenden Versicherungen für die betroffenen Kernkraftwerke sind abgeschlossen worden. Am 1. Juli 2010 hat das schwedische Parlament ein Gesetz erlassen, das den Betreiber eines in Betrieb befindlichen Kernkraftwerks verpflichtet, eine Haftpflichtversicherung oder Deckungsvorsorge in Höhe von 1,2 Mrd € je Kraftwerk bereitzustellen. Zum 31. Dezember 2012 waren die Bedingungen für das Inkrafttreten des Gesetzes noch nicht gegeben.

Die globale Einheit Erzeugung betreibt ausschließlich in Deutschland und Schweden Kernkraftwerke. Daher bestehen über die zuvor genannten hinaus keine weiteren vergleichbaren Haftungsverhältnisse.

### Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Neben bilanzierten Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie ausgewiesenen Eventualverbindlichkeiten bestehen sonstige größtenteils langfristige finanzielle Verpflichtungen, die sich weitestgehend aus mit Dritten geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Zum 31. Dezember 2012 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 5,6 Mrd € (2011: 8,3 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 2,3 Mrd € innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere in den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Optimierung & Handel, Deutschland, Russland und Schweden, im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Ausbau und Modernisierung von bestehenden Kraftwerksanlagen sowie Gasinfrastrukturprojekten enthalten. Die

im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten belaufen sich am 31. Dezember 2012 auf 2,1 Mrd €. Diese beinhalten auch die Verpflichtungen für den Bau von Windkraftanlagen.

Darüber hinaus resultieren finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Operating-Lease-Verträgen. Die entsprechenden Mindestleasingzahlungen werden folgendermaßen fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Operating Lease		
in Mio €	Mindestleasingzahlungen	
	2012	2011
Fälligkeit bis 1 Jahr	227	264
Fälligkeit 1-5 Jahre	605	818
Fälligkeit über 5 Jahre	879	1.093
<b>Summe</b>	<b>1.711</b>	<b>2.175</b>

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 243 Mio € (2011: 273 Mio €). Hierin sind im Geschäftsjahr 2012 entstandene und daher aufwandswirksam erfasste bedingte Mietzahlungen enthalten. Des Weiteren ergeben sich im Zusammenhang mit der Ver- und Rückmietung von Kraftwerksanlagen Zahlungsströme, die durch kompensierende betrags-, fristen- und währungskonforme Anlagen in Höhe von rund 0,1 Mrd € (2011: 0,5 Mrd €) zweckgebunden finanziert sind. Die Vereinbarung läuft 2030 aus.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2012 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2012 auf rund 238,5 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 21,2 Mrd €).

Der Gasbezug erfolgt in der Regel über langfristige Abnahmeverträge mit großen internationalen Erdgasproduzenten. Im Allgemeinen handelt es sich hierbei um Take-or-pay-Verträge. Die Preise für das Erdgas werden grundsätzlich an Preise von

Wettbewerbsenergien angelehnt, die die Wettbewerbssituation im Markt widerspiegeln. Die Regelungen der langfristigen Verträge werden in gewissen Abständen (in der Regel sind dies drei Jahre) im Rahmen von Verhandlungen der Vertragspartner überprüft und können sich insofern ändern. Bei Nicht-einigung über Preisüberprüfungen entscheidet abschließend ein neutrales Schiedsgericht. Für die Berechnung der finanziellen Verpflichtungen, die aus diesen Verträgen resultieren, werden die gleichen Prämissen wie zu internen Planungszwecken angewendet. Weiterhin werden für die Berechnungen die individuellen Take-or-pay-Bestimmungen der jeweiligen Verträge herangezogen. Wesentlicher Grund für den Rückgang der vertraglichen Verpflichtungen zur Abnahme von fossilen Brennstoffen, insbesondere beim Gasbezug, gegenüber dem 31. Dezember 2011 sind die Ergebnisse aus den Preiswieder-verhandlungen sowie ein Rückgang der Mindestabnahmeverpflichtungen unter den langfristigen Gasabnahmeverträgen.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2012 in Höhe von 8,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 3,3 Mrd €), unter anderem gegenüber Gemeinschaftskraftwerken in den Einheiten Erzeugung und Erneuerbare

Energien. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert in der Regel auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, welche generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird.

Weitere Abnahmeverpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2012 in Höhe von rund 2,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,2 Mrd €). Neben Abnahmeverpflichtungen im Wesentlichen für Wärme und Ersatzbrennstoffe bestehen in der Einheit Erzeugung langfristige vertragliche Verpflichtungen zur Abnahme von Kernbrennelementen sowie von Leistungen im Zusammenhang mit der Zwischen- und Endlagerung von Brennelementen.

Darüber hinaus bestehen zum 31. Dezember 2012 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 3,5 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,3 Mrd €). Sie enthalten unter anderem finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen, Verpflichtungen zum Erwerb von als Finanzanlagen gehaltenen Immobilienfonds sowie Kapitalmaßnahmen.

## **(28) Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche**

Gegen Konzernunternehmen sind verschiedene gerichtliche Prozesse (einschließlich Klagen wegen Produkthaftungsansprüchen und angeblicher Preisabsprachen), behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche anhängig oder könnten in der Zukunft eingeleitet oder geltend gemacht werden. Dazu zählen insbesondere Klagen und Verfahren wegen angeblicher Preisabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens.

Deutschlandweit sind in der gesamten Branche eine Vielzahl von Gerichtsverfahren im Zusammenhang mit Preisanpassungsklauseln im vertrieblichen Endkundengeschäft mit Sonderkunden Strom und Gas anhängig. Die genannten Verfahren schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln mit ein. Die höchstrichterliche Klärung der dort relevanten Rechtsfragen

in Deutschland ist durch verschiedene Urteile des Bundesgerichtshofes aus dem Jahr 2012 weitgehend abgeschlossen. Drei Vorlagen des Bundesgerichtshofes an den Europäischen Gerichtshof zur Vereinbarkeit bestimmter Regelungen des deutschen Rechts für Tarifikunden beziehungsweise der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes zu vertraglichen Preisanpassungsklauseln für Sondervertragskunden mit europäischen Richtlinien haben für rechtliche Unsicherheit gesorgt. Obwohl keine Konzernunternehmen an diesen Vorlageverfahren unmittelbar beteiligt sind, könnte ein Verstoß gegen europäisches Recht Ansprüche auf Rückforderung vereinnahmter Erhöhungsbeträge auch gegen Konzernunternehmen eröffnen. Der Ausgang der Vorlageverfahren und die Reaktionen des deutschen Gesetz- und Verordnungsgebers sowie der deutschen Gerichte hierauf bleiben abzuwarten.



Die Europäische Kommission hat am 8. Juli 2009 gegen E.ON Ruhrgas und E.ON als Gesamtschuldner wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez ein Bußgeld in Höhe von 553 Mio € verhängt. E.ON Ruhrgas und E.ON haben im September 2009 gegen diese Bußgeldentscheidung Nichtigkeitsklage beim Gericht der Europäischen Union erhoben. Die Klageerhebung hat keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. Mit Urteil vom 29. Juni 2012 hat das Gericht der Europäischen Union die Bußgeldentscheidung der Europäischen Kommission teilweise aufgehoben und das Bußgeld gemindert. Die Entscheidung ist mittlerweile rechtskräftig. Folgeverfahren können nicht ausgeschlossen werden.

Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Darüber hinaus ergeben sich gravierende Preisrisiken, da die Gasbezugspreise zum Teil an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich am Handelsmarkt orientieren. Die langfristigen Gasbezugsverträge zwischen Produzenten und Importeuren beinhalten generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. E.ON Ruhrgas führt hierzu kontinuierlich intensive Verhandlungen mit Produzenten. Weiter gehende rechtliche Auseinandersetzungen sind nicht auszuschließen.

Die Europäische Kommission hat im September 2011 bei mehreren Gasversorgungsunternehmen in Zentral- und Osteuropa Nachprüfungen durchgeführt, darunter auch bei Unternehmen des E.ON-Konzerns. Die Kommission untersucht insoweit mögliche wettbewerbswidrige Praktiken von Gazprom, gegebenenfalls zusammen mit anderen Unternehmen. Die Kommission weist darauf hin, dass die Untersuchung nicht bedeutet, dass abschließende Beweise für wettbewerbswidriges Verhalten vorliegen. Im September 2012 hat die Europäische Kommission hierzu ein förmliches Kartellverfahren gegen Gazprom auf der Grundlage von Artikel 102 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung) eingeleitet.

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den deutschen Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt

wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. In der Gesetzesnovelle ist nunmehr – zusätzlich zu der Rücknahme der Laufzeitverlängerung aus der 11. AtG-Novelle – ein stufenweiser Ausstieg bis 2022 geregelt, wobei die sieben vor Ende 1980 in Betrieb genommenen Reaktoren und das Kernkraftwerk Krümmel entsprechend der gesetzlichen Regelung bereits ab Inkrafttreten der Atomgesetznovelle dauerhaft vom Netz bleiben sollen. Bei den von E.ON betriebsgeführten Anlagen sind die Kraftwerksblöcke Unterweser und Isar 1 betroffen. E.ON setzt den mehrheitlichen politischen Willen zum früheren Ausstieg aus der Kernenergie zwar um, gleichzeitig hält E.ON den Atomausstieg in der nun gesetzlich geregelten Form jedoch für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Jedenfalls aber ist ein solcher Eingriff ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte und entsprechender Vermögenswerte nach unserer Auffassung verfassungswidrig. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde beim zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingereicht. Die Kernbrennstoffsteuer bleibt nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung in ihrer spezifischen Höhe erhalten. Bereits in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung hielt E.ON die Kernbrennstoffsteuer aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen für rechtswidrig. Die Beibehaltung der Steuer bei deutlich reduzierten Laufzeiten wirft zusätzliche Rechtsprobleme auf. Daher geht E.ON gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vor. Die bereits eingeleiteten Verfahren betreffen die KKW Gundremmingen B und C, Grohnde, Grafenrheinfeld, Emsland, Brokdorf und Isar 2. Abschließende gerichtliche Entscheidungen erfolgen zu einem späteren Zeitpunkt.

Rechtsstreitigkeiten sind vielen Unsicherheiten unterworfen, auch wenn der Ausgang einzelner Verfahren nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden kann, werden sich daraus ergebende mögliche Verpflichtungen nach Einschätzungen des Vorstands weder einzeln noch zusammen einen wesentlichen Einfluss auf Finanzlage, Betriebsergebnis oder Liquidität des Konzerns haben.

**(29) Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung**

Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung		
in Mio €	2012	2011
<b>Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten</b>		
Tauschvorgänge bei Unternehmenstransaktionen	12	35
Dotierung von externem Fondsvermögen für Pensionsverpflichtungen durch Übertragung von Termingeldern und Wertpapieren	147	164

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 3.005 Mio € in bar zugeflossen (2011: 4.597 Mio €). Die mitveräußerten Zahlungsmittel betrugen 364 Mio € (2011: 25 Mio €). Der Verkauf dieser Aktivitäten führte zu Minderungen bei den Vermögenswerten von 3.625 Mio € (2011: 6.139 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 1.159 Mio € (2011: 2.279 Mio €).

Die Kaufpreise für Tochterunternehmen betrugen im Vorjahr insgesamt 16 Mio €. Hierbei wurden Zahlungsmittel in Höhe von 4 Mio € miterworben. Im Berichtsjahr lagen keine wesentlichen zahlungswirksamen Erwerbe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten vor.

Der operative Cashflow lag mit 8.808 Mio € deutlich über dem Vorjahreswert von 6.610 Mio € beziehungsweise 33 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Positiv wirkte sich vor allem ein im Vergleich zum Vorjahr deutlicher Abbau von Working Capital

aus, der unter anderem auf Einmaleffekte aus Abrechnungen des Geschäftsjahres 2011 und einen erhöhten Verbrauch von Kohle- und Gasbeständen im Jahr 2012 zurückzuführen ist. Ferner führten Belastungen des operativen Cashflow aus dem Nachfunding für das Pensionsvermögen in Großbritannien im Jahr 2011 sowie im Vergleich zum Vorjahr gesunkene Zinszahlungen und die teilweise Rückzahlung des Bußgelds, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabreden mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte, zu einem positiven Effekt im Jahr 2012. Gegenläufig wirkten im Vorjahresvergleich höhere Steuerzahlungen.

Die Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen waren rund 7 Prozent höher als im Vorjahr. Die Einzahlungen aus der Abgabe von Beteiligungen lagen rund 31 Prozent unter dem Vorjahreswert. Dies ist im Wesentlichen auf die hohen Erlöse aus der Veräußerung von Central Networks und der restlichen Anteile an Gazprom im Vorjahreszeitraum zurückzuführen, denen 2012 hauptsächlich der Erlös aus dem Verkauf von Open Grid Europe gegenüberstand. Kompensierend wirkten sich im Berichtsjahr geringere Mittelabflüsse aus der Veränderung von Wertpapieren und Festgeldanlagen aus.

Aus der Explorationstätigkeit ergab sich ein operativer Cashflow in Höhe von -57 Mio € (2011: -5 Mio €) sowie ein Cashflow aus Investitionstätigkeit in Höhe von -32 Mio € (2011: -50 Mio €).

**(30) Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte****Strategie und Ziele**

Der Einsatz von Derivaten ist gemäß E.ON-Richtlinien erlaubt, wenn ihnen bilanzierte Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, vertragliche Ansprüche oder Verpflichtungen beziehungsweise geplante Transaktionen zugrunde liegen. Die Eigenhandelsaktivitäten konzentrieren sich auf die globale Einheit Optimierung & Handel und bewegen sich im Rahmen der Risikomanagement-Richtlinien (vergleiche Textziffer 31).

Hedge Accounting gemäß IAS 39 wird insbesondere angewendet bei Zinsderivaten hinsichtlich der Sicherung langfristiger Verbindlichkeiten sowie bei Währungsderivaten zur Sicherung von Auslandsbeteiligungen (Hedge of a Net Investment in a

Foreign Operation) und langfristigen Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben. Im Commodity-Bereich werden Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme gesichert, die insbesondere aus dem geplanten konzernexternen und -internen Stromein- und -verkauf sowie dem erwarteten Brennstoffeinkauf und Gasein- und -verkauf resultieren.

**Fair Value Hedges**

Fair Value Hedges dienen der Absicherung gegen das Risiko von Marktwertschwankungen. Die Ergebnisse aus den Sicherungsinstrumenten sind in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird.

## Cashflow Hedges

Cashflow Hedges dienen der Absicherung gegen Risiken aus variablen Zahlungsströmen. Zur Begrenzung des Zinsänderungs- und Währungsrisikos werden insbesondere Zins-, Zins-/Währungsswaps und Zinsoptionen eingesetzt. Diese Instrumente sichern Zahlungsströme aus verzinslichen langfristigen Finanzforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährungen und in Euro durch Cashflow Hedge Accounting in der funktionalen Währung der jeweiligen E.ON-Gesellschaft.

Zur Begrenzung der Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme aus dem Stromgeschäft aufgrund variabler Marktpreise werden Futures eingesetzt, für die ebenfalls Cashflow Hedge Accounting angewendet wird.

Zum 31. Dezember 2012 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 26 Jahren (2011: bis zu 27 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu vier Jahren (2011: bis zu fünf Jahren) im Bereich der Zinssicherungen einbezogen. Im Commodity-Bereich betragen die Laufzeiten geplanter Grundgeschäfte bis zu zwei Jahre (2011: bis zu drei Jahre).

Zum 31. Dezember 2012 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Aufwand in Höhe von 1 Mio € (2011: Ertrag von 4 Mio €).

Nach den am Bilanzstichtag vorliegenden Informationen ergeben sich in den Folgeperioden die nachstehenden Effekte aus der Umgliederung des OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung:

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI <sup>1)</sup> in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2012					
in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2013	2014	2015-2017	>2017
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	456	7	-	12	-475
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	9	-1	-5	-12	9
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-12	1	11	-	-

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI <sup>1)</sup> in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2011					
in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2012	2013	2014-2016	>2016
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	157	1	5	8	-171
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	-71	1	-	9	61
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-23	11	1	11	-

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Die Ergebnisse aus der Umgliederung werden in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird. Die Ergebnisse aus ineffektiven Teilen von Cashflow Hedges werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst. Bei Zinssicherungen erfolgt der Ausweis im sonstigen Zinsergebnis. Die Fair Values der innerhalb von Cashflow Hedges verwendeten Derivate betragen -404 Mio € (2011: 134 Mio €).

Im Jahr 2012 wurde ein Aufwand von 237 Mio € (2011: Aufwand von 63 Mio €) dem Other Comprehensive Income zugeführt. Im gleichen Zeitraum wurde ein Aufwand von 79 Mio € (2011: Ertrag von 284 Mio €) in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert.

## Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Netto-Aktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Devisenswaps, Währungsswaps und originäre Fremdwährungsdarlehen eingesetzt. Zum 31. Dezember 2012 wurden -106 Mio € (2011: -63 Mio €) aus Fair-Value-Veränderungen von Derivaten und der Stichtagskursumrechnung von originären Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit Net Investment Hedges im Other Comprehensive Income in dem Posten Währungsumrechnung ausgewiesen. Im Jahr 2012 ergab sich, wie im Vorjahr, keine Ineffektivität aus den Net Investment Hedges.

## Bewertung derivativer Finanzinstrumente

Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Fair Value ist der Preis, zu dem eine Partei die Rechte und/oder Pflichten einer anderen Partei übernehmen würde. Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten ermittelt.

Die der Bewertung der eingesetzten derivativen Finanzinstrumente zugrunde liegenden Bewertungsmethoden und Annahmen stellen sich wie folgt dar:

- Devisen-, Strom-, Gas-, Kohle- und Öltermingeschäfte und -swaps sowie emissionsrechtbezogene Derivate werden einzeln mit ihrem Terminkurs beziehungsweise -preis am Bilanzstichtag bewertet. Die Terminkurse beziehungsweise -preise basieren, soweit möglich, auf Marktnotierungen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Terminauf- und -abschlägen.
- Die Marktpreise von Zins-, Strom- und Gasoptionen werden nach marktüblichen Bewertungsmethoden ermittelt. Caps, Floors und Collars werden anhand von Marktnotierungen oder auf der Grundlage von Optionspreismodellen bewertet.

- Die Fair Values von Instrumenten zur Sicherung von Zinsrisiken werden durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die Diskontierung erfolgt anhand der marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Instrumente. Für Zins-, Währungs- und Zins-/Währungsswaps werden zum Bilanzstichtag für jede einzelne Transaktion die Barwerte ermittelt. Die Zinserträge werden zum Zahlungszeitpunkt beziehungsweise bei der Abgrenzung zum Stichtag erfolgswirksam erfasst.
- Termingeschäfte auf Aktien werden auf Basis des Börsenkurses der zugrunde liegenden Aktien unter Berücksichtigung von Zeitkomponenten bewertet.
- Börsennotierte Termingeschäfte und -optionen werden zum Bilanzstichtag einzeln mit den börsentäglich festgestellten Abrechnungspreisen bewertet, die von der jeweiligen Clearingstelle veröffentlicht werden. Gezahlte Initial Margins sind unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Während der Laufzeit erhaltene beziehungsweise gezahlte Variation Margins werden unter den sonstigen Verbindlichkeiten beziehungsweise sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen.
- Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet. Eine hypothetische Änderung der internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um  $\pm 10$  Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 49 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 100 Mio € führen.

Zu Jahresbeginn war ein Ertrag von 122 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen in Höhe von 160 Mio € ergab sich zum Jahresende ein verbleibender abgegrenzter Aufwand von 38 Mio €, welcher gemäß der Vertragserfüllung in den Folgeperioden aufgelöst wird.

Die beiden folgenden Tabellen enthalten sowohl Derivate, die im Hedge Accounting nach IAS 39 stehen, als auch Derivate, bei denen auf die Anwendung von Hedge Accounting verzichtet wird:

Gesamtvolumen der währungs-, zins- und aktienbezogenen Derivate				
in Mio €	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Devisentermingeschäfte	24.138,6	-26,7	25.865,2	366,7
<b>Zwischensumme</b>	<b>24.138,6</b>	<b>-26,7</b>	<b>25.865,2</b>	<b>366,7</b>
Währungsswaps	12.314,0	39,6	15.344,5	489,2
Zins-/Währungsswaps	211,4	72,0	211,4	99,2
<b>Zwischensumme</b>	<b>12.525,4</b>	<b>111,6</b>	<b>15.555,9</b>	<b>588,4</b>
Zinsswaps				
<i>Festzinsezahler</i>	2.309,3	-411,0	2.318,1	-359,7
<i>Festzinsempfänger</i>	1.265,9	153,4	1.284,8	153,9
Zinsfutures	-	-	34,5	-0,6
Zinsoptionen	2.000,0	-102,1	2.000,0	-61,5
<b>Zwischensumme</b>	<b>5.575,2</b>	<b>-359,7</b>	<b>5.637,4</b>	<b>-267,9</b>
Sonstige Derivate	9,1	0,1	9,1	2,2
<b>Zwischensumme</b>	<b>9,1</b>	<b>0,1</b>	<b>9,1</b>	<b>2,2</b>
<b>Summe</b>	<b>42.248,3</b>	<b>-274,7</b>	<b>47.067,6</b>	<b>689,4</b>

Gesamtvolumen der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate				
in Mio €	31. Dezember 2012		31. Dezember 2011	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Stromtermingeschäfte	55.939,4	39,4	77.818,5	-301,4
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte	7.168,2	70,0	9.700,3	-5,6
Stromswaps	3.465,8	28,2	3.333,1	32,7
Stromoptionen	99,3	16,5	270,4	27,8
Kohletermin- und -swapgeschäfte	5.717,1	-173,5	10.930,3	-18,5
Börsengehandelte Kohletermingeschäfte	9.220,0	-233,6	11.589,6	-63,8
Öl- und Gasbezogene Derivate	43.835,8	206,0	57.234,9	177,7
Börsengehandelte öl- und gasbezogene Derivate	23.068,9	-100,8	21.948,2	57,4
Emissionsrechtbezogene Derivate	45,7	0,1	147,8	0,3
Börsengehandelte emissionsrechtbezogene Derivate	2.314,1	-474,3	6.121,9	-451,7
Sonstige Derivate	31,6	23,0	59,9	63,5
<b>Summe</b>	<b>150.905,9</b>	<b>-599,0</b>	<b>199.154,9</b>	<b>-481,6</b>

**(31) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten**

Die Buchwerte der Finanzinstrumente, die Aufteilung nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39, die Fair Values und deren Bewertungsquellen nach Klassen sind in folgender Tabelle dargestellt:

Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2012						
in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 <sup>1)</sup>	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	1.612	1.612	AfS	1.612	154	207
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	5.750	5.729		6.010	-	-
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	881	881	n/a	881	-	-
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	4.869	4.848	LaR	5.129	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	26.754	24.192		24.192	1.221	5.008
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	16.104	16.104	LaR	16.104	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	5.975	5.975	HfT	5.975	1.221	4.550
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	458	458	n/a	458	-	458
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	4.217	1.655	LaR	1.655	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	8.027	8.027	AfS	8.027	7.217	810
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	2.816	2.816	AfS	2.816	2.781	35
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	449	449	AfS	449	449	-
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	5.261	1.555	AfS	1.555	-	1.483
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>50.669</b>	<b>44.380</b>		<b>44.661</b>	<b>11.822</b>	<b>7.543</b>
Finanzverbindlichkeiten	25.944	25.922		30.869	-	-
<i>Anleihen</i>	20.634	20.634	AmC	25.274	-	-
<i>Commercial Paper</i>	180	180	AmC	180	-	-
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	851	851	AmC	851	-	-
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	949	949	n/a	1.322	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	3.330	3.308	AmC	3.242	-	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	31.593	25.833		25.833	2.594	4.605
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	5.459	5.459	AmC	5.459	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	6.477	6.477	HfT	6.477	2.594	3.776
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	829	829	n/a	829	-	829
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32<sup>2)</sup></i>	759	759	AmC	759	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	18.069	12.309	AmC	12.309	-	-
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>57.537</b>	<b>51.755</b>		<b>56.702</b>	<b>2.594</b>	<b>4.605</b>

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen, wobei sich die Werte der zum Fair Value bilanzierten Finanzinstrumente (AfS, HfT, n/a) aus eigenen Bewertungsmethoden (Fair Value Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.

2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 26).

Für die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als realistische Schätzung ihrer Fair Values.

Soweit sich der Wert für ein Finanzinstrument ohne erforderliche Anpassung aus einem aktiven Markt herleiten lässt, wird dieser Wert verwendet. Dies betrifft insbesondere gehaltene Aktien sowie gehaltene und begebene Anleihen.

**Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen  
 im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2011**

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 <sup>1)</sup>	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	1.908	1.908	AfS	1.908	159	188
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	5.408	5.382		5.667	-	-
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	1.051	1.051	n/a	1.051	-	-
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle     Vermögenswerte</i>	4.357	4.331	LaR	4.616	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	34.556	31.584		31.584	2.946	8.564
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	18.065	18.065	LaR	18.065		
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	10.874	10.874	HfT	10.874	2.946	7.674
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	890	890	n/a	890	-	890
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	4.727	1.755	LaR	1.755	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	7.983	7.983	AfS	7.983	6.438	1.545
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.852	3.852	AfS	3.852	3.747	105
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	89	89	AfS	89	82	7
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	620	308	AfS	308	30	278
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>54.416</b>	<b>51.106</b>		<b>51.391</b>	<b>13.402</b>	<b>10.687</b>
Finanzverbindlichkeiten	29.914	29.854		34.736	-	-
<i>Anleihen</i>	23.356	23.356	AmC	28.026	-	-
<i>Commercial Paper</i>	869	869	AmC	869	-	-
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	1.189	1.189	AmC	1.189	-	-
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	778	778	n/a	979	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	3.722	3.662	AmC	3.673	-	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	37.786	31.477		31.477	3.592	7.361
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und     Leistungen</i>	4.871	4.871	AmC	4.871	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	10.841	10.841	HfT	10.841	3.592	6.645
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	716	716	n/a	716	-	716
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32</i>	821	821	AmC	821	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	20.537	14.228	AmC	14.228	-	-
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>67.700</b>	<b>61.331</b>		<b>66.213</b>	<b>3.592</b>	<b>7.361</b>

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen, wobei sich die Werte der zum Fair Value bilanzierten Finanzinstrumente (AfS, HfT, n/a) aus eigenen Bewertungsmethoden (Fair Value Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.

Der Fair Value von Anteilen an nicht börsennotierten Gesellschaften sowie nicht aktiv gehandelten Schuldtiteln wie Darlehen, Ausleihungen und Finanzverbindlichkeiten wird durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die gegebenenfalls notwendige Diskontierung erfolgt anhand der aktuellen marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der

Finanzinstrumente. Für Beteiligungen mit einem Buchwert in Höhe von 12 Mio € (2011: 12 Mio €) wurde auf eine Bewertung zum Fair Value aufgrund nicht verlässlich ermittelbarer Cashflows verzichtet. Es konnten keine Fair Values auf Basis vergleichbarer Transaktionen abgeleitet werden. Die Beteiligungen sind im Vergleich zur Gesamtposition des Konzerns unwesentlich.



Der Fair Value von Commercial Paper und Geldaufnahmen im Rahmen kurzfristiger Kreditfazilitäten sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wird wegen der kurzen Laufzeiten in Höhe des Buchwertes angesetzt.

Zur Fair-Value-Ermittlung von derivativen Finanzinstrumenten wird auf Textziffer 30 verwiesen. In diesem Geschäftsjahr wurden Beteiligungen in Höhe von 15 Mio € aufgrund verlässlicher Marktdaten aus der Fair-Value-Stufe 3 umgegliedert. Die Überleitung der durch Bewertungsmethoden ermittelten Fair Values für Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Herleitung Fair Value Stufe 3 (durch Bewertungsmethoden ermittelt)									
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2012	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/ Verluste im OCI	Stand zum 31. Dezember 2012
						in Stufe 3	aus Stufe 3		
Beteiligungen	1.561	73	-284	-1	-60	-	-15	49	1.323
Derivative Finanzinstrumente	-350	-	-	329	118	-	-	-	97
<b>Summe</b>	<b>1.211</b>	<b>73</b>	<b>-284</b>	<b>328</b>	<b>58</b>	<b>0</b>	<b>-15</b>	<b>49</b>	<b>1.420</b>

In den beiden nachfolgenden Tabellen sind die vertraglich vereinbarten (undiskontierten) Mittelabflüsse der Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 dargestellt:

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2012				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2013	Mittel- abflüsse 2014	Mittel- abflüsse 2015-2017	Mittel- abflüsse ab 2018
Anleihen	3.325	4.289	8.176	14.127
Commercial Paper	180	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	640	160	91	54
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	126	87	296	1.734
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.168	168	622	1.677
Finanzgarantien	707	-	-	-
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>6.146</b>	<b>4.704</b>	<b>9.185</b>	<b>17.592</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.629	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	33.840	7.916	2.354	21
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	215	30	122	408
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	12.556	13	37	150
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>52.240</b>	<b>7.959</b>	<b>2.513</b>	<b>579</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>58.386</b>	<b>12.663</b>	<b>11.698</b>	<b>18.171</b>

Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 707 Mio € (2011: 1.542 Mio €) an konzernexterne Gesellschaften vergeben. Dies stellt den Maximalbetrag dar, den E.ON begleichen müsste, wenn die Garantien in Anspruch genommen würden, wobei als Buchwert 33 Mio € (2011: 64 Mio €) angesetzt wurden.

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2011				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2012	Mittel- abflüsse 2013	Mittel- abflüsse 2014-2016	Mittel- abflüsse ab 2017
Anleihen	3.913	3.350	8.750	17.976
Commercial Paper	870	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	758	57	287	153
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	110	91	236	1.336
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.653	282	712	1.236
Finanzgarantien	1.542	-	-	-
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>8.846</b>	<b>3.780</b>	<b>9.985</b>	<b>20.701</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.748	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	44.822	13.104	3.214	240
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	265	31	163	362
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	13.984	34	28	186
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>63.819</b>	<b>13.169</b>	<b>3.405</b>	<b>788</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>72.665</b>	<b>16.949</b>	<b>13.390</b>	<b>21.489</b>

Sofern finanzielle Verbindlichkeiten mit einem variablen Zinssatz ausgestattet sind, wurden zur Ermittlung der zukünftigen Zinszahlungen die am Bilanzstichtag fixierten Zinssätze auch für die folgenden Perioden verwendet. Sofern finanzielle Verbindlichkeiten jederzeit gekündigt werden können, werden diese, wie Verbindlichkeiten aus jederzeit ausübaren Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet. Im Jahr 2012 wurden alle Covenants eingehalten.

Bei brutto erfüllten Derivaten (in der Regel Währungsderivate und Commodity-Derivate) stehen den Auszahlungen korrespondierende Mittel- beziehungsweise Wareneinzufüsse gegenüber.

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39 stellt sich wie folgt dar:

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien <sup>1)</sup>		
in Mio €	2012	2011
Loans and Receivables	-156	-136
Available-for-Sale	539	449
Held-for-Trading	-982	-1.230
Amortized Cost	-1.139	-1.292
<b>Summe</b>	<b>-1.738</b>	<b>-2.209</b>

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf die Textziffer 1 verwiesen.

Das Nettoergebnis der Bewertungskategorie Loans and Receivables umfasst neben Zinserträgen und -aufwendungen aus Finanzforderungen im Wesentlichen Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung von Available-for-Sale-Wertpapieren und Beteiligungen werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen.

Das Nettoergebnis der Kategorie Amortized Cost ergibt sich im Wesentlichen aus den Zinsen der Finanzverbindlichkeiten, korrigiert um die aktivierten Bauzeitzinsen.

Sowohl Marktwertänderungen aus den derivativen Finanzinstrumenten als auch die Erträge und Aufwendungen aus der Realisierung sind im Nettoergebnis der Bewertungskategorie Held-for-Trading enthalten. Die Veränderung wird vor allem durch die Marktbewertung von Commodity-Derivaten und realisierten Ergebnissen aus Währungsderivaten beeinflusst.

## Risikomanagement

### Grundsätze

Die vorgeschriebenen Abläufe, Verantwortlichkeiten und Maßnahmen im Rahmen des Finanz- und Risikomanagements sind in internen Konzernrichtlinien detailliert dargestellt. Die Einheiten haben darüber hinaus eigene Richtlinien, die sich im Rahmen der Konzernrichtlinien bewegen, entwickelt. Um ein effizientes Risikomanagement im E.ON-Konzern zu gewährleisten, sind die Abteilungen Handel (Front Office), Finanzcontrolling (Middle Office) und Finanzabwicklung (Back Office) als voneinander unabhängige Einheiten aufgebaut. Die Risikosteuerung und -berichterstattung im Zins-, Währungs-, Kredit- und Liquiditätsbereich wird vom Finanzcontrolling durchgeführt, während die Risikosteuerung und -berichterstattung im Commodity-Bereich auf Konzernebene in einer gesonderten Abteilung durchgeführt wird.

E.ON setzt im Finanzbereich ein konzernweites System für Treasury, Risikomanagement und Berichterstattung ein. Bei diesem System handelt es sich um eine vollständig integrierte Standard-IT-Lösung, die fortlaufend aktualisiert wird. Das System dient zur Analyse und Überwachung von Risiken des E.ON-Konzerns in den Bereichen Liquidität, Fremdwährungen und Zinsen. Im Commodity-Bereich werden in den Einheiten etablierte Systeme eingesetzt. Die konzernweite Überwachung und Steuerung von Kreditrisiken erfolgt im Finanzcontrolling

mit Unterstützung einer Standardsoftware. Basierend auf einem Transferpreis-Mechanismus werden die Commodity-Positionen der meisten globalen und regionalen Einheiten auf die Einheit Optimierung & Handel zum Risikomanagement und zu Optimierungszwecken transferiert. In wenigen Ausnahmefällen gilt ein spezielles Risikomanagement, welches mit der Konzernleitung abgestimmt ist.

Gesonderte Risikogremien sind für die Sicherstellung und Weiterentwicklung der durch den Vorstand der E.ON SE beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity-, Treasury- und Kreditrisikobereich verantwortlich.

### 1. Liquiditätsmanagement

Wesentliche Ziele des Liquiditätsmanagements von E.ON sind die jederzeitige Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit, die rechtzeitige Erfüllung vertraglicher Zahlungsverpflichtungen sowie die Kostenoptimierung im E.ON-Konzern.

Das Cashpooling und die externen Finanzierungen sind weitgehend auf die E.ON SE und bestimmte Finanzierungsgesellschaften zentralisiert. Die Mittel werden bedarfsgerecht intern an die anderen Konzernunternehmen weitergeleitet.

Die E.ON SE ermittelt auf Basis von kurz- und mittelfristigen Liquiditätsplanungen den Finanzbedarf des Konzerns. Die Finanzierung des Konzerns wird entsprechend dem geplanten Finanzbedarf vorausschauend gesteuert und umgesetzt. In die Betrachtung einbezogen werden unter anderem der operative Cashflow, Investitionen und die Fälligkeit von Anleihen und Commercial Paper.

### 2. Preisrisiken

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit ist der E.ON-Konzern Preisrisiken im Fremdwährungs-, Zins- und Commodity-Bereich sowie im Assetmanagement ausgesetzt. Aus diesen Risiken resultieren Ergebnis-, Eigenkapital-, Verschuldungs- und Cashflow-Schwankungen. Zur Begrenzung beziehungsweise Ausschaltung dieser Risiken hat E.ON verschiedene Strategien entwickelt, die den Einsatz derivativer Finanzinstrumente beinhalten.

### 3. Kreditrisiken

E.ON ist aufgrund ihrer operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Kreditrisiken resultieren aus der Nicht- oder Teilerfüllung der Gegenleistung für erbrachte Vorleistungen, der Nicht- oder Teilerfüllung bestehender Forderungen durch die Geschäftspartner und aus Wiedereindeckungsrisiken bei schwebenden Geschäften. Die Überwachung und Steuerung der Kreditrisiken erfolgt durch konzernweit einheitliche Vorgaben zum Kreditrisikomanagement, welche die Identifikation, Bewertung und Steuerung umfassen.

Die nachstehend beschriebene Analyse der risikoreduzierenden Tätigkeiten der E.ON sowie die mittels der Profit-at-Risk(PaR)-, Value-at-Risk(VaR)- und Sensitivitätsanalysen generierten Beträge stellen zukunftsorientierte und somit risikobehaftete und ungewisse Angaben dar. Aufgrund unvorhersehbarer Entwicklungen an den weltweiten Finanzmärkten können sich die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von den angeführten Hochrechnungen unterscheiden. Die in den Risikoanalysen verwendeten Methoden sind nicht als Prognosen zukünftiger Ereignisse oder Verluste anzusehen, da sich E.ON ebenfalls Risiken ausgesetzt sieht, die entweder nicht finanziell oder nicht quantifizierbar sind. Diese Risiken beinhalten hauptsächlich Länder-, Geschäfts-, regulatorische und Rechtsrisiken, welche nicht in den folgenden Analysen berücksichtigt wurden.

### Risikomanagement im Fremdwährungsbereich

Die E.ON SE übernimmt die Steuerung der Währungsrisiken des Konzerns.

Aufgrund der Beteiligungen an den geschäftlichen Aktivitäten außerhalb des Euro-Währungsraumes entstehen im E.ON-Konzern Translationsrisiken. Aus Wechselkursschwankungen ergeben sich bilanzielle Effekte aufgrund der Umrechnung der Bilanz- und GuV-Positionen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss. Die Absicherung von Translationsrisiken erfolgt zum einen durch die Verschuldung in der entsprechenden lokalen Währung, die insbesondere auch Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung beinhaltet. Darüber hinaus werden bei Bedarf derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Sicherungsmaßnahmen werden als Absicherung einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb qualifiziert und im Rahmen von Hedge Accounting gemäß IFRS bilanziell abgebildet. Die Translationsrisiken des Konzerns werden regelmäßig überprüft und der Sicherungsgrad gegebenenfalls angepasst. Maßgrößen sind hierbei der jeweilige Debt Factor sowie der Unternehmenswert in der Fremdwährung.

Für den E.ON-Konzern bestehen zusätzlich operative und finanzielle Transaktionsrisiken aus Transaktionen in Fremdwährung. Operative Transaktionsrisiken ergeben sich für die Konzerngesellschaften insbesondere durch den physischen und finanziellen Handel von Commodities, konzerninterne Beziehungen sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährung. Die Tochtergesellschaften sind für die Steuerung der operativen Währungsrisiken verantwortlich. Die E.ON SE übernimmt die konzernweite Koordination der Absicherungsmaßnahmen der Konzerngesellschaften und setzt bei Bedarf externe derivative Finanzinstrumente ein.

Finanzielle Transaktionsrisiken ergeben sich aus Zahlungen, die aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten entstehen. Sie resultieren sowohl aus externen Finanzierungen in verschiedenen Fremdwährungen als auch aus konzerninternen Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung. Die finanziellen Transaktionsrisiken werden grundsätzlich vollständig gesichert.

Der Ein-Tages-Value-at-Risk (99 Prozent Konfidenz) aus der Währungsumrechnung von Geldanlagen und -aufnahmen in Fremdwährung zuzüglich der Fremdwährungsderivate beträgt 115 Mio € zum 31. Dezember 2012 (2011: 132 Mio €) und resultiert im Wesentlichen aus den Positionen in britischen Pfund, schwedischen Kronen und US-Dollar.

### Risikomanagement im Zinsbereich

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten, Fälligkeiten beziehungsweise kurzfristigen Finanzierungen und Zinsderivaten, die auf variablen Zinsen basieren, ist E.ON Ergebnisrisiken ausgesetzt. Positionen, die auf Festzinsen basieren, führen hingegen zu Änderungen des Zeitwertes bei Schwankungen des Marktzinsniveaus. E.ON strebt einen bestimmten Mix von festverzinslichem und variablem Fremdkapital im Zeitablauf an. Aufgrund der langfristigen Ausrichtung des Geschäftsmodells wird grundsätzlich ein hoher Anteil an Zinsfestschreibungen vor allem im Planungszeitraum angestrebt. Hierbei werden auch Zinsswaps eingesetzt. Nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug zum 31. Dezember 2012 der Anteil der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung 100 Prozent (2011: 94 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 20,2 Mrd € zum Jahresende 2012 über 16,7 Mrd € in 2013 auf 15,3 Mrd € in 2014 abnehmen. Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 7,0 Jahre zum 31. Dezember 2012 (2011: 6,6 Jahre).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2012 Zinsderivate mit einem Nennwert von 5.575 Mio € (2011: 5.637 Mio €).

Eine Sensitivitätsanalyse wurde für das kurzfristige und variabel verzinsliche Fremdkapital unter Einbeziehung entsprechender Sicherungen sowohl des Zins- als auch des Währungsrisikos durchgeführt. Diese Kennzahl wird für das interne Risikocontrolling verwendet und spiegelt die ökonomische Position des E.ON-Konzerns wider. Eine Veränderung des Zinsniveaus um  $\pm 1$  Prozentpunkt (über alle Währungen) würde die Zinsbelastung im Folgejahr um 29 Mio € (2011: 13 Mio €) erhöhen beziehungsweise verringern.

### Risikomanagement im Commodity-Bereich

E.ON ist aufgrund schwankender Preise von Commodities erheblichen Risiken auf der Absatz- und Beschaffungsseite ausgesetzt. Dieses Risiko wird an einer potenziellen negativen Abweichung vom angestrebten EBITDA bemessen.

Das maximal zulässige Risiko aus Commodities wird im Rahmen der Mittelfristplanung vom Konzernvorstand zentral festgelegt und in Abstimmung mit den Einheiten in eine dezentrale Limitstruktur überführt. Vor der Festlegung der Limite wurden die geplanten Investitionsvorhaben und alle sonstigen bekannten Verpflichtungen und quantifizierbaren Risiken berücksichtigt. Die Risikosteuerung und -berichterstattung einschließlich der Portfoliooptimierung für den Konzern wird zentral durch die Konzernleitung durchgeführt.

Commodity-Geschäfte werden bei E.ON im Wesentlichen innerhalb des Systemportfolios abgeschlossen, welches die operativen Grundgeschäfte, bestehende Absatz- und Bezugsverträge und zu Sicherungszwecken oder zur Kraftwerksoptimierung eingesetzte Commodity-Derivate umfasst. Das Risiko im Systemportfolio resultiert damit aus der offenen Position zwischen Planbeschaffung und -erzeugung sowie den Planabsatzmengen. Das Risiko für diese offenen Positionen wird über den Profit-at-Risk gemessen, welcher das Risiko unter Berücksichtigung der Höhe der offenen Position, der Preise, der Volatilität und der Liquidität der zugrunde liegenden Commodities angibt. Der PaR ist dabei definiert als die maximal zu erwartende negative Wertänderung der offenen Position bei einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent, wenn die offene Position schnellstmöglich geschlossen werden sollte.

E.ON setzt derivative Finanzinstrumente ein, um die Marktpreisrisiken aus den Commodities Strom, Gas, Kohle, Emissionsrechte und Öl zu reduzieren. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Swaps und Termingeschäfte auf Strom, Gas, Kohle und Öl sowie emissionsrechtbezogene Derivate. Derivate im Commodity-Bereich werden durch die Einheiten für die Zwecke des Preisrisikomanagements, der Systemoptimierung, des Lastenausgleichs oder auch zur Margenerhöhung eingesetzt. Eigenhandel ist hierbei nur in besonders engen Limiten zugelassen. Für das Eigenhandelsportfolio wird im Wesentlichen ein Value-at-Risk bei einem Konfidenzintervall von 95 Prozent in Abhängigkeit von der Marktliquidität als Risikomaß und Volumenlimit eingesetzt.

Die Limite für jegliche Handelsaktivitäten einschließlich Eigenhandel werden durch handelsunabhängige Gremien festgesetzt und überwacht. Für das Systemportfolio wird ein mit Limiten versehener Planungshorizont von drei Jahren angesetzt. Die im Rahmen von Sicherungs- und Eigenhandelsaktivitäten angewandten Limite beinhalten Value-at-Risk- und Profit-at-Risk-Kennziffern sowie Stop-Loss-Werte und Volumenlimite. Zusätzliche Kernelemente des Risikomanagementsystems umfassen die klare Funktionstrennung der Bereiche Disposition, Handel, Abwicklung und Kontrolle, konzernweit gültige Richtlinien für den Umgang mit Commodity-Risiken sowie eine handelsunabhängige Risikoberichterstattung. Monatlich findet eine Berichterstattung über die konzernweite Entwicklung der Risiken aus dem Commodity-Bereich an die Mitglieder des Risikokomitees statt.

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2012 strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Derivate mit einem Nennwert von 150.906 Mio € (2011: 199.155 Mio €).

Der VaR für das Eigenhandelsportfolio betrug zum Stichtag 6 Mio € (2011: 19 Mio €). Der PaR für die in den Systemportfolios gehaltenen finanziellen und physischen Commodity-Positionen über einen Planungshorizont von drei Jahren betrug 4.306 Mio € zum 31. Dezember 2012 (2011: 2.860 Mio €). Der Anstieg resultiert unter anderem aus der Gründung der E.ON Global Commodities sowie aus der Aufnahme der wieder-verhandelten Gaseinkaufsverträge und somit einer entsprechend angepassten internen Risikosteuerung.

Die Berechnung des PaR spiegelt die Position des E.ON-Konzerns über einen Planungshorizont von drei Jahren wider und umfasst neben den Finanzinstrumenten im Anwendungsbereich des IFRS 7 auch die übrigen Positionen des Commodity-Bereichs im Einklang mit dem internen Risikocontrolling.

### Kreditrisikomanagement

Um Kreditrisiken aus der operativen Geschäftstätigkeit sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten zu minimieren, werden Transaktionen nur mit Geschäftspartnern geschlossen, welche die internen Mindestanforderungen erfüllen. Auf Basis der internen, sofern verfügbar auch externen, Bonitätseinstufungen werden Limite für das maximale Kreditrisiko vergeben. Der Prozess der Limitvergabe und -überwachung erfolgt dabei im Rahmen von Mindestvorgaben, basierend auf einer konzernweiten Kreditrisikomanagement-Richtlinie. Nicht vollumfassend in diesem Prozess enthalten sind Langfristverträge des operativen Geschäfts und Transaktionen des Assetmanagements. Diese werden auf Ebene der zuständigen Einheiten gesondert überwacht.

Grundsätzlich sind die jeweiligen Konzerngesellschaften für das Kreditrisikomanagement des operativen Geschäfts verantwortlich. In Abhängigkeit von der Art der Geschäftstätigkeit und der Höhe des Kreditlimits findet eine ergänzende Überwachung und Steuerung des Kreditrisikos sowohl durch die Einheiten als auch durch die Konzernleitung statt. Das Risikokomitee wird monatlich über die Höhe der Kreditlimite sowie

deren Auslastung informiert. Eine intensive, standardisierte Überwachung von quantitativen und qualitativen Frühwarnindikatoren sowie ein enges Monitoring der Bonität von Geschäftspartnern versetzen das Kreditrisikomanagement von E.ON in die Lage, frühzeitig risikominimierend zu agieren.

Soweit möglich werden im Rahmen des Kreditrisikomanagements mit Geschäftspartnern Sicherheiten zur Minderung des Kreditrisikos verhandelt. Als Sicherheiten werden Garantien der jeweiligen Mutterunternehmen oder der Nachweis von Gewinnabführungsverträgen in Verbindung mit Patronats-erklärungen (Letter of Awareness) akzeptiert. Darüber hinaus werden in geringerem Umfang Bankgarantien beziehungsweise -bürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Im Rahmen der Risikosteuerung wurden Sicherheiten in Höhe von 6.201 Mio € akzeptiert.

Zur Höhe und den Hintergründen der als Sicherheiten erhaltenen finanziellen Vermögenswerte wird auf die Textziffern 18 und 26 verwiesen.

Derivative Transaktionen werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen durchgeführt, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern möglich ist. Für die Zins- und Währungs-derivate im Bankenbereich wird diese Aufrechnungsmöglichkeit bilanziell nachvollzogen. Zur weiteren Reduzierung des Kreditrisikos werden mit ausgewählten Geschäftspartnern bilaterale Margining-Vereinbarungen getroffen. Das aus bilateralen Margining-Vereinbarungen und Börsenclearing resultierende Verschuldungs- und Liquiditätsrisiko wird limitiert.



Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten sowie bei börsengehandelten emissionsrechtbezogenen Derivaten mit einem Nominalwert von insgesamt 41.771 Mio € (2011: 49.360 Mio €) bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

Nahezu alle Anlagen in Schuldinstrumente verfügen über eine externe Bonitätseinschätzung im Investment-Grade-Bereich.

Bei E.ON erfolgt die Anlage liquider Mittel grundsätzlich bei Banken mit guter Bonität, in erstklassig gerateten Geldmarktfonds oder in kurzfristigen Wertpapieren (zum Beispiel Commercial Paper) von Emittenten mit hoher Kreditwürdigkeit. Darüber hinaus wird in Anleihen von öffentlichen und privaten Emittenten investiert. Konzernunternehmen, die aufgrund rechtlicher Beschränkungen nicht in das Cashpooling einbezogen sind, legen Gelder bei führenden lokalen Banken an. Neben der standardisierten Bonitätsprüfung und Limiterleitung werden die CDS-Level der Banken sowie anderer wesentlicher Geschäftspartner täglich überwacht.

## Assetmanagement

Zum Zweck der Finanzierung langfristiger Zahlungsverpflichtungen, unter anderem auch Entsorgungsverpflichtungen (siehe Textziffer 25), wurden per 31. Dezember 2012 vorwiegend von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 5,7 Mrd € (2011: 4,9 Mrd €) gehalten.

Für dieses Finanzvermögen wird eine „Akkumulationsstrategie“ (Total-Return-Ansatz) verfolgt, mit einer breiten Diversifikation über die Assetklassen Geldmarkt, Renten, Immobilien und Aktien. Für die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur werden in regelmäßigen Abständen Asset-Allocation-Studien durchgeführt. Der Großteil des Vermögens wird in Investmentfonds angelegt, die von externen Fondsmanagern verwaltet werden.

Die fortlaufende Überwachung des Gesamtrisikos und der einzelnen Fondsmanager erfolgt durch das Konzern-Assetmanagement der E.ON SE, das Teil des Finanzbereichs der E.ON SE ist. Das Risikomanagement erfolgt auf Basis eines Risikobudgets, dessen Auslastung regelmäßig überwacht wird. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen insgesamt 169 Mio € (2011: 158 Mio €).

Zusätzlich verwaltet die Versorgungskasse Energie VVaG (VKE) zum Jahresende Finanzanlagen in Höhe von 0,7 Mrd € (2011: 0,6 Mrd €), die zum überwiegenden Großteil der Rückdeckung von Versorgungsansprüchen von Mitarbeitern inländischer Konzerngesellschaften dienen. Das Vermögen der VKE stellt kein Planvermögen gemäß IAS 19 dar (siehe Textziffer 24) und wird unter den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten in der Bilanz gezeigt. Der Großteil des über Geldmarkt-, Renten-, Immobilien- und Aktienanlagen diversifizierten Portfolios wird in Investmentfonds angelegt, die von externen Fondsmanagern verwaltet werden. Die VKE unterliegt den Regelungen des Versicherungsaufsichtsgesetzes (VAG) und der Geschäftsbetrieb untersteht der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Die Kapitalanlage und das fortlaufende Risikomanagement erfolgen in dem von der BaFin vorgegebenen Regulierungsrahmen. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen 19,3 Mio € (2011: 18,7 Mio €).

### (32) Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit steht E.ON mit zahlreichen Unternehmen im Lieferungs- und Leistungsaustausch. Darunter befinden sich als nahestehende Unternehmen insbesondere at equity bewertete assoziierte Unternehmen und deren Tochterunternehmen. Weiterhin sind als nahestehende Unternehmen auch Gemeinschaftsunternehmen sowie zum Fair Value bilanzierte Beteiligungen und nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen, deren Anteil am Umfang der nachfolgend genannten Transaktionen insgesamt von untergeordneter Bedeutung ist, berücksichtigt. Mit diesen Unternehmen wurden Transaktionen getätigt, die sich im Berichts- und Vorjahr wie folgt ausgewirkt haben:

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen		
in Mio €	2012	2011
<b>Erträge</b>	<b>2.557</b>	<b>2.473</b>
Assoziierte Unternehmen	2.288	2.191
Gemeinschaftsunternehmen	98	154
Sonstige nahestehende Unternehmen	171	128
<b>Aufwendungen</b>	<b>1.717</b>	<b>2.292</b>
Assoziierte Unternehmen	1.154	1.654
Gemeinschaftsunternehmen	204	228
Sonstige nahestehende Unternehmen	359	410
<b>Forderungen</b>	<b>1.797</b>	<b>1.798</b>
Assoziierte Unternehmen	1.431	1.297
Gemeinschaftsunternehmen	45	302
Sonstige nahestehende Unternehmen	321	199
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>1.714</b>	<b>2.909</b>
Assoziierte Unternehmen	1.422	2.123
Gemeinschaftsunternehmen	64	81
Sonstige nahestehende Unternehmen	228	705

Erträge aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen beruhen hauptsächlich auf Lieferungen von Gas und Strom an Weiterverteiler und kommunale Unternehmen, insbesondere an Stadtwerke. Die Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen unterscheiden sich grundsätzlich nicht von jenen Beziehungen, die mit kommunalen Unternehmen ohne Beteiligung von E.ON bestehen.

Aufwendungen mit nahestehenden Unternehmen entstehen vor allem durch Gas-, Kohle- und Strombezüge.

Die Forderungen gegen nahestehende Unternehmen beinhalten im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen.

E.ON weist zum 31. Dezember 2012 gegenüber nahestehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, von denen 720 Mio € (2011: 859 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken resultieren. Diese Verbindlichkeiten haben keine feste Laufzeit und werden mit 1,0 Prozent bzw. 1-Monats-EURIBOR abzüglich 0,05 Prozent p.a. (2011: 1,0 Prozent bzw. 1-Monats-EURIBOR abzüglich 0,05 Prozent) verzinst. E.ON hat mit diesen Kraftwerken unverändert einen Kostenübernahmevertrag sowie einen Vertrag über Strombezug zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Marge (cost plus fee) abgeschlossen. Die Abrechnung dieser Transaktionen erfolgt hauptsächlich über Verrechnungskonten. Darüber hinaus weist E.ON am Bilanzstichtag Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 340 Mio € (2011: 891 Mio €) aus, die aus Termingeldanlagen dieser Gemeinschafts-Kernkraftwerke bei E.ON resultieren.

Entsprechend IAS 24 sind die Leistungen anzugeben, die dem Management in Schlüsselpositionen (Vorstandsmitglieder und Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON SE) gewährt wurden. Der Aufwand für das Geschäftsjahr beträgt für kurzfristig fällige Leistungen 15,7 Mio € (2011: 13,5 Mio €), für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Dienstverhältnisses 0 Mio € (2011: 0 Mio €) sowie für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 2,8 Mio € (2011: 2,4 Mio €).

Als Leistung nach Beendigung des Dienstverhältnisses wird der aus den Pensionsrückstellungen resultierende Dienstzeitaufwand (service cost) ausgewiesen.

Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die im Geschäftsjahr bestehenden Tranchen des E.ON Share Performance Planes beträgt 2,0 Mio € (2011: 0,6 Mio €).

Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für den E.ON Share Performance Plan auf 3,2 Mio € (2011: 1,2 Mio €).

Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Berichtsjahr für ihre Tätigkeit eine Vergütung von 4,6 Mio € (2011: 4,8 Mio €).

Darüber hinaus fanden im Berichtsjahr keine marktunüblichen Transaktionen mit Mitgliedern des Managements in Schlüsselpositionen statt.

Detaillierte und individualisierte Angaben hinsichtlich der Vergütung finden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 83 bis 92.

### (33) Segmentberichterstattung

Der von der Konzernleitung in Düsseldorf geführte E.ON-Konzern ist in globale und regionale Einheiten gegliedert, die entsprechend dem IFRS 8 berichtet werden. Seit Anfang 2012 werden die Geschäfte der bisherigen globalen Einheiten Gas und Handel in dem neuen Segment Optimierung & Handel zusammengefasst. Das vorher in der Einheit Gas geführte Explorations- und Produktionsgeschäft bildet seitdem ein eigenes Segment. Ferner werden seit Jahresbeginn 2012 einige Gasvertriebsgesellschaften in der regionalen Einheit Deutschland ausgewiesen, die vorher der globalen Einheit Gas zugeordnet waren. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

#### Die globalen Einheiten

Die globalen Einheiten werden nach IFRS 8 einzeln berichtet.

##### Erzeugung

In der globalen Einheit Erzeugung sind alle konventionellen, das heißt alle fossilen und nuklearen Erzeugungskapazitäten innerhalb Europas gebündelt. Sie werden länderübergreifend gesteuert und optimiert.

##### Erneuerbare Energien

Die weltweiten Aktivitäten in den Bereichen Klimaschutz und Erneuerbare Energien werden auch global gesteuert. Der Fokus dieser Einheit liegt auf dem weiteren Ausbau der führenden Position von E.ON in diesem Wachstumsmarkt.

#### Optimierung & Handel

Die globale Einheit Optimierung & Handel ist das Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Energiehandelsmärkten und kauft beziehungsweise verkauft Strom, Gas, Flüssiggas (LNG), Öl, Kohle, Frachtkontingente, Biomasse und Emissionszertifikate. Sie steuert und entwickelt zudem Assets auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes.

#### Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Segment, das in den vier Fokusregionen britische und norwegische Nordsee, Russland und Nordafrika aktiv ist.

#### Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa wird von insgesamt elf regionalen Einheiten operativ gesteuert.

Im Rahmen der Segmentberichterstattung werden die regionalen Einheiten Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien und Ungarn separat ausgewiesen. Darüber hinaus wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion geführt.

Sofern Einheiten nicht separat ausgewiesen werden, sind sie als übrige regionale Einheiten zusammengefasst. Dazu zählen Italien, Spanien, Frankreich, die Niederlande, die Slowakei, Rumänien und bis Ende Juni 2012 Bulgarien.

Konzernleitung/Konsolidierung beinhaltet die E.ON SE selbst, die direkt von der E.ON SE geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON seit dem 1. Januar 2011 das EBITDA, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor planmäßigen Abschreibungen, Wertaufholungen und Wertberichtigungen sowie Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertberichtigungen sowie das sonstige nicht operative Ergebnis.

Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt. Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um außergewöhnliche Aufwendungen mit einmaligem Charakter. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein. So sind zum Beispiel Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen sowie Wertminderungen auf Sachanlagen in den Abschreibungen enthalten.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß IFRS ermittelten Kennzahlen abweichen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung unseres EBITDA auf das Konzernergebnis nach IFRS:

<b>Konzernüberschuss</b>		
in Mio €	2012	2011
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>10.786</b>	<b>9.293</b>
Planmäßige Abschreibung	-3.544	-3.689
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-215	-166
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>7.027</b>	<b>5.438</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.321	-1.776
Netto-Buchgewinne/-verluste	322	1.221
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-618	-1.387
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-1.688	-3.004
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-408	-3.403
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>3.314</b>	<b>-2.911</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-710	1.036
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>2.604</b>	<b>-1.875</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	37	14
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>2.641</b>	<b>-1.861</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>	<i>2.217</i>	<i>-2.219</i>
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	<i>424</i>	<i>358</i>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte  
2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen sowie aufgrund von im neutralen Ergebnis erfassten Impairments von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.

Im Geschäftsjahr 2012 lagen die Netto-Buchgewinne rund 0,9 Mrd € beziehungsweise 74 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus dem Verkauf der Beteiligung an Horizon Nuclear Power in Großbritannien, Wertpapieren, Netzteilen in Deutschland, Anteilen an einer britischen Gaspipeline und einem Verwaltungsgebäude in München. Der Wert für das Jahr 2011 enthielt insbesondere Buchgewinne aus der Veräußerung von Gazprom-Anteilen, des britischen Netzgeschäfts, dem Abgang des Gasverteilnetzes in Schweden und dem Verkauf von Wertpapieren.

Die Aufwendungen für Restrukturierung lagen 2012 bei 0,6 Mrd € und sind somit im Vergleich zum Vorjahr um 0,8 Mrd € gesunken. Die wesentlichen Aufwendungen im Jahr 2012 entfielen hierbei auf das interne Kostensenkungsprogramm E.ON 2.0, die rund 0,4 Mrd € unter dem Vorjahresniveau lagen. Bei den Aufwendungen handelt es sich insbesondere um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen bei ausländischen Tochtergesellschaften. Die übrigen Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Zusammenhang mit Strukturmaßnahmen bei regionalen Versorgern in Deutschland und mit Außerbetriebnahmen von Erzeugungseinheiten an.

Im Jahr 2012 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld und regulatorische Eingriffe die globalen und regionalen Einheiten. Deshalb mussten Wertberichtigungen in Höhe von 1,7 Mrd € insbesondere bei den Einheiten Erzeugung, Optimierung & Handel und in den Weiteren EU-Ländern vorgenommen werden. Davon entfielen auf Goodwill 0,3 Mrd € sowie auf Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte und Beteiligungen 1,7 Mrd €. Diesen Wertberichtigungen standen Zuschreibungen von rund 0,3 Mrd € im Wesentlichen im Segment Erzeugung gegenüber.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis von -0,4 Mrd € (2011: -3,4 Mrd €) wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2012 resultierte hieraus ein negativer Effekt von -0,5 Mrd € gegenüber -1,8 Mrd € im Vorjahr. Im Jahr 2012 führte eine Vielzahl kleinerer Effekte zu einer weiteren Ergebnisbelastung. Positiv wirkte sich dagegen die Kürzung des Bußgelds aus, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabreden mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte. Im Jahr 2011 ergaben sich zusätzliche negative Effekte aus der Reklassifizierung von Währungsumrechnungseffekten aus

dem Eigenkapital im Zuge der Vereinfachung der Konzernstruktur, aus Wertberichtigungen im Zusammenhang mit der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland, aus Vorfälligkeitsentschädigungen im Rahmen der Schuldenreduzierung und durch Abschreibungen auf Förderlizenzen im Segment Exploration & Produktion.

Eine weitere Anpassung im Rahmen der internen Erfolgsanalyse betrifft das Zinsergebnis, das nach wirtschaftlichen Kriterien dargestellt wird. Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt.

Das wirtschaftliche Zinsergebnis lag mit -1.321 Mio € über dem Vorjahresniveau (2011: -1.776 Mio €). Die Verbesserung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses beruht im Wesentlichen auf der Auflösung von Rückstellungen aus vergangenen Jahren. Gegenläufig wirkte sich aus, dass das Vorjahr durch einen positiven Einmaleffekt im Zusammenhang mit dem Förderfonds Erneuerbare Energien beeinflusst wurde.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2012	2011
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.412	-2.094
Neutraler Zinsaufwand (+)/-ertrag (-)	91	318
<b>Wirtschaftliches Zinsergebnis</b>	<b>-1.321</b>	<b>-1.776</b>

Grundsätzlich werden konzerninterne Transaktionen zu Marktpreisen getätigt.

## Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Außenumsatz	3.135	3.737	804	781	63.252	48.447
Innenumsatz	10.107	11.242	1.674	1.658	36.849	36.220
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>13.242</b>	<b>14.979</b>	<b>2.478</b>	<b>2.439</b>	<b>100.101</b>	<b>84.667</b>
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>2.403</b>	<b>2.114</b>	<b>1.271</b>	<b>1.459</b>	<b>1.421</b>	<b>160</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2)</sup></i>	<i>8</i>	<i>8</i>	<i>14</i>	<i>11</i>	<i>466</i>	<i>380</i>
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>2.734</b>	<b>2.644</b>	<b>1.180</b>	<b>1.376</b>	<b>954</b>	<b>-381</b>
<b>Investitionen</b>	<b>1.555</b>	<b>1.711</b>	<b>1.791</b>	<b>1.114</b>	<b>319</b>	<b>581</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

## Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien		Schweden		Tschechien	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Außenumsatz	9.607	8.467	2.660	2.716	2.851	2.629
Innenumsatz	94	87	162	206	167	136
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>9.701</b>	<b>8.554</b>	<b>2.822</b>	<b>2.922</b>	<b>3.018</b>	<b>2.765</b>
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>289</b>	<b>523</b>	<b>714</b>	<b>672</b>	<b>478</b>	<b>470</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2)</sup></i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>9</i>	<i>5</i>	<i>50</i>	<i>41</i>
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>278</b>	<b>154</b>	<b>595</b>	<b>622</b>	<b>407</b>	<b>230</b>
<b>Investitionen</b>	<b>141</b>	<b>212</b>	<b>397</b>	<b>422</b>	<b>172</b>	<b>200</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow:

Operativer Cashflow			
in Mio €	2012	2011	Differenz
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>10.189</b>	<b>7.859</b>	<b>2.330</b>
Zinszahlungen	-851	-1.200	349
Ertragsteuerzahlungen	-530	-49	-481
<b>Operativer Cashflow</b>	<b>8.808</b>	<b>6.610</b>	<b>2.198</b>

Bei den ausgewiesenen Investitionen handelt es sich um die in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen.

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder ohne Konsolidierung		Russland		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
1.213	1.235	38.777	35.262	22.925	21.788	1.879	1.615	108	89	132.093	112.954
173	283	1.521	2.033	1.171	1.244	-	-	-51.495	-52.680	0	0
<b>1.386</b>	<b>1.518</b>	<b>40.298</b>	<b>37.295</b>	<b>24.096</b>	<b>23.032</b>	<b>1.879</b>	<b>1.615</b>	<b>-51.387</b>	<b>-52.591</b>	<b>132.093</b>	<b>112.954</b>
<b>523</b>	<b>727</b>	<b>2.819</b>	<b>2.457</b>	<b>2.032</b>	<b>2.259</b>	<b>729</b>	<b>553</b>	<b>-412</b>	<b>-436</b>	<b>10.786</b>	<b>9.293</b>
72	54	78	83	124	117	-	-	-9	-	753	653
<b>531</b>	<b>817</b>	<b>2.868</b>	<b>1.719</b>	<b>1.874</b>	<b>1.575</b>	<b>690</b>	<b>610</b>	<b>-642</b>	<b>-501</b>	<b>10.189</b>	<b>7.859</b>
<b>573</b>	<b>645</b>	<b>1.070</b>	<b>912</b>	<b>1.063</b>	<b>1.210</b>	<b>289</b>	<b>322</b>	<b>337</b>	<b>29</b>	<b>6.997</b>	<b>6.524</b>

Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder ohne Konsolidierung	
2012	2011	2012	2011	2012	2011
1.910	1.916	5.897	6.060	22.925	21.788
64	32	684	783	1.171	1.244
<b>1.974</b>	<b>1.948</b>	<b>6.581</b>	<b>6.843</b>	<b>24.096</b>	<b>23.032</b>
<b>186</b>	<b>223</b>	<b>365</b>	<b>371</b>	<b>2.032</b>	<b>2.259</b>
-	-	65	71	124	117
<b>215</b>	<b>197</b>	<b>379</b>	<b>372</b>	<b>1.874</b>	<b>1.575</b>
<b>143</b>	<b>147</b>	<b>210</b>	<b>229</b>	<b>1.063</b>	<b>1.210</b>



### Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten		
in Mio €	2012	2011
Strom	62.035	59.946
Gas	61.654	46.068
Sonstige	8.404	6.940
<b>Summe</b>	<b>132.093</b>	<b>112.954</b>

Unter dem Posten Sonstige sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen und sonstigen Handelsaktivitäten enthalten.

Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften), die immateriellen Vermögenswerte, die Sachanlagen und die at-equity bewerteten Unternehmen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen												
	Deutschland		Großbritannien		Schweden		Übriges Europa		Sonstige		Summe	
in Mio €	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	56.860	47.519	34.110	31.924	4.798	4.511	34.901	28.308	1.424	692	132.093	112.954
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	102.032	83.511	9.910	8.759	2.783	2.800	17.139	17.661	229	223	132.093	112.954
Immaterielle Vermögenswerte	1.474	1.897	243	190	204	223	4.642	4.746	306	316	6.869	7.372
Sachanlagen	16.722	20.900	6.319	5.307	9.723	9.097	18.656	17.627	2.753	2.938	54.173	55.869
At-equity bewertete Unternehmen	2.161	4.485	2	208	283	278	1.615	1.354	6	-	4.067	6.325

Aus der Kundenstruktur des Konzerns ergeben sich keine wesentlichen Konzentrationen auf bestimmte geografische Regionen oder Geschäftsbereiche. Aufgrund der großen Anzahl von Kunden und der Vielzahl der Geschäftsaktivitäten gibt es keine Kunden, deren Geschäftsvolumen im Vergleich zum Gesamtgeschäftsvolumen des Konzerns wesentlich ist.

Die Gasbezüge von E.ON stammen im Wesentlichen aus Russland, Norwegen, Deutschland und den Niederlanden.

### **(34) Organbezüge**

#### **Aufsichtsrat**

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betragen 4,6 Mio € (2011: 4,8 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2012 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats.

Das System der Vergütung des Aufsichtsrats sowie die Bezüge jedes einzelnen Aufsichtsratsmitglieds sind im Vergütungsbericht auf den Seiten 83 und 84 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 208 und 209.

#### **Vorstand**

Die Gesamtbezüge des Vorstands betragen 21,7 Mio € (2011: 17,6 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 9,7 Mio € (2011: 9,5 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 154,3 Mio € (2011: 137,7 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2012 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Das System der Vergütung des Vorstands sowie die Bezüge jedes einzelnen Vorstandsmitglieds sind im Vergütungsbericht auf den Seiten 85 bis 92 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 210.

## (35) Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)			
Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
2PRCE Energies SARL, FR, La Ciotat <sup>2)</sup>	100,0	Adria LNG d.o.o. za izradu studija, HR, Zagreb <sup>5)</sup>	39,2
AB Lietūvos Dūjos, LT, Vilnius <sup>4)</sup>	38,9	Aerodis, S.A., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0
AB Svafo, SE, Stockholm <sup>5)</sup>	22,0	Alamo Solar, LLC, US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Schleswig-Flensburg GmbH, DE, Schleswig <sup>5)</sup>	49,0	Åliden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Südholstein GmbH (AWSH), DE, Elmenhorst <sup>5)</sup>	49,0	AMGA – Azienda Multiservizi S.p.A., IT, Udine <sup>4)</sup>	21,9
Abfallwirtschaftsgesellschaft Dithmarschen mbH, DE, Heide <sup>5)</sup>	49,0	Amrumbank-West GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Höxter mbH, DE, Höxter <sup>5)</sup>	49,0	Anacacho Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde mbH, DE, Borgstedt <sup>5)</sup>	49,0	ANCO Sp. z o.o., PL, Jarocin <sup>2)</sup>	100,0
Abwasser und Service Burg, Hochdonn GmbH, DE, Burg <sup>5)</sup>	44,0	Aquila Power Investments Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Abwasser und Service Mittelangeln GmbH, DE, Sartrup <sup>5)</sup>	33,0	Aquila Sterling Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Abwasserbeseitigung Nortorf-Land GmbH, DE, Nortorf <sup>5)</sup>	49,0	Arena One GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Albersdorf GmbH, DE, Albersdorf <sup>5)</sup>	49,0	AS EESTI GAAS, EE, Tallinn <sup>5)</sup>	33,7
Abwasserentsorgung Amt Achterwehr GmbH, DE, Achterwehr <sup>5)</sup>	49,0	AS Latvijas Gāze, LV, Riga <sup>4)</sup>	47,2
Abwasserentsorgung Bargteheide GmbH, DE, Bargteheide <sup>5)</sup>	27,0	AV Packaging GmbH, DE, München <sup>7)</sup>	0,0
Abwasserentsorgung Berkenthin GmbH, DE, Berkenthin <sup>5)</sup>	44,0	AVA Velsen GmbH, DE, Saarbrücken <sup>5)</sup>	49,0
Abwasserentsorgung Bleckede GmbH, DE, Bleckede <sup>5)</sup>	49,0	Avacon Hochdrucknetz GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Brunsbüttel GmbH (ABG), DE, Brunsbüttel <sup>5)</sup>	49,0	Avon Energy Partners Holdings, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Friedrichskoog GmbH, DE, Friedrichskoog <sup>5)</sup>	49,0	AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, DE, Stralsund <sup>2)</sup>	98,0
Abwasserentsorgung Kappeln GmbH, DE, Kappeln <sup>5)</sup>	49,0	AWP GmbH, DE, Paderborn <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Kropp GmbH, DE, Kropp <sup>5)</sup>	49,0	B.V. NEA, NL, Dodewaard <sup>5)</sup>	25,0
Abwasserentsorgung Marne-Land GmbH, DE, Diekhusen-Fahrstedt <sup>5)</sup>	49,0	Bad Driburg-Solar GmbH & Co. KG, DE, Bad Driburg <sup>5)</sup>	48,9
Abwasserentsorgung Schladen GmbH, DE, Schladen <sup>5)</sup>	49,0	Bad Driburg-Solar-Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Driburg <sup>5)</sup>	49,0
Abwasserentsorgung Schöppenstedt GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>5)</sup>	49,0	Badlantic Betriebsgesellschaft mbH, DE, Ahrensburg <sup>5)</sup>	49,0
Abwasserentsorgung St. Michaelisdonn, Averlak, Dingen, Eddelak GmbH, DE, St. Michaelisdonn <sup>5)</sup>	25,1	Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A., ES, Lugo <sup>1)</sup>	54,9
Abwasserentsorgung Tellingstedt GmbH, DE, Tellingstedt <sup>5)</sup>	35,0	Barras Eléctricas Generación, S.L., ES, Lugo <sup>1)</sup>	55,0
Abwasserentsorgung Uetersen GmbH, DE, Uetersen <sup>5)</sup>	49,0	BauMineral GmbH, DE, Herten <sup>1), 8)</sup>	100,0
Abwassergesellschaft Bardowick mbH & Co. KG, DE, Bardowick <sup>5)</sup>	49,0	Bayernwerk AG, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Abwassergesellschaft Bardowick Verwaltungs-GmbH, DE, Bardowick <sup>5)</sup>	49,0	BBL Company V.O.F., NL, Groningen <sup>4)</sup>	20,0
Abwassergesellschaft Ilmenau mbH, DE, Melbeck <sup>5)</sup>	49,0	Bergeforsens Kraftaktiebolag, SE, Bispgårdén <sup>4)</sup>	40,0
Abwasserwirtschaft Fichtelberg GmbH, DE, Fichtelberg <sup>5)</sup>	25,0	Beteiligungsgesellschaft der Energieversorgungsunternehmen an der Kerntechnische Hilfsdienst GmbH GbR, DE, Karlsruhe <sup>5)</sup>	44,0
Abwasserwirtschaft Kunststadt GmbH, DE, Burgkunststadt <sup>5)</sup>	30,0	Beteiligungsgesellschaft e.disnatur mbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
adepton GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0	BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgungs-GmbH, DE, Bayreuth <sup>4)</sup>	24,9
		BHL Biomasse Heizanlage Lichtenfels GmbH, DE, Lichtenfels <sup>5)</sup>	25,1
		BHO Biomasse Heizanlage Obersees GmbH, DE, Hollfeld <sup>5)</sup>	40,7
		BHP Biomasse Heizwerk Pegnitz GmbH, DE, Pegnitz <sup>5)</sup>	46,5
		Bietergemeinschaft Tönsmeier MVA BI-HF, DE, Porta Westfalica <sup>5)</sup>	50,0

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Bioenergie Bad Füssing GmbH & Co. KG, DE, Bad Füssing <sup>5)</sup>	25,0	CEC Energieconsulting GmbH, DE, Kirchlingern <sup>2)</sup>	62,5
Bioenergie Bad Füssing Verwaltungs-GmbH, DE, Bad Füssing <sup>5)</sup>	25,0	Celle-Uelzen Netz GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	97,5
Bioenergie Merzig GmbH, DE, Merzig <sup>2)</sup>	51,0	Centrale Solare di Fiumesanto S.r.l., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0
Bioenergie Northeim-Osterode Verwaltungs-GmbH, DE, Northeim <sup>5)</sup>	49,0	Centro Energia Ferrara S.p.A, IT, Rom <sup>4)</sup>	58,4
Bioenergie Südharz GmbH & Co. KG, DE, Northeim <sup>5)</sup>	49,0	Centro Energia Teverola S.p.A, IT, Rom <sup>4)</sup>	58,4
Bioerdgas Hallertau GmbH, DE, Wolnzach <sup>2)</sup>	64,9	Champion WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Bioerdgas Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2)</sup>	100,0	Champion Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Biogas Ducherow GmbH, DE, Ducherow <sup>2)</sup>	80,0	CHN Contractors Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Biogas Roggenhagen GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	60,0	CHN Electrical Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Biogas Steyerberg GmbH, DE, Sarstedt <sup>2)</sup>	100,0	CHN Group Ltd, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Bioheizwerk Rötze GmbH, DE, Rötze <sup>5)</sup>	25,0	CHN Special Projects Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
BioMass Nederland b.v., NL, Maasvlakte <sup>1)</sup>	100,0	Citigen (London) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Biomasseheizkraftwerk Emden GmbH, DE, Emden <sup>2)</sup>	70,0	Colonia-Cluj-Napoca-Energie S.R.L., RO, Cluj <sup>5)</sup>	33,3
Biomasseheizkraftwerk Landesbergen GmbH, DE, Landesbergen <sup>5)</sup>	50,0	COMPANIA EOLICA ARAGONESA, S.A., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	50,0
Bioplyn Cetin, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	71,5	Cordova Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Bioplyn Hont, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	89,1	Cottam Development Centre Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Bioplyn Horovce, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	95,5	Croplin d.o.o., HR, Zagreb <sup>5)</sup>	50,0
Bioplyn Ladzany, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	98,3	Csornai Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>5)</sup>	50,0
BIOPLYN Trebon spol. s.r.o., CZ, Třeboň <sup>5)</sup>	24,7	CT Services Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
BioSolar Otrokovice s.r.o., CZ, Otrokovice <sup>2)</sup>	100,0	Dampfversorgung Ostsee-Molkerei GmbH, DE, Wismar <sup>5)</sup>	50,0
Bio-Wärme Gräfelfing GmbH, DE, Gräfelfing <sup>5)</sup>	40,0	DD Brazil Holdings SARL, LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0
Biowärme Surheim GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	DD Turkey Holdings, SARL, LU, Luxemburg <sup>2)</sup>	100,0
Biunisi Solar S.r.l., IT, Sassari <sup>2)</sup>	100,0	Debreceni Kombinált Ciklusú Erőmű Kft., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0
Björn Kraft Oy, FI, Kotka <sup>1)</sup>	100,0	Delcomm Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
BKW Biokraftwerke Fürstenwalde GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>5)</sup>	48,8	Deutsche Flüssigerdgas Terminal oHG, DE, Essen <sup>2)</sup>	90,0
Blåsjön Kraft AB, SE, Arbrå <sup>4)</sup>	50,0	Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, DE, Gorleben <sup>5)</sup>	42,5
Blomberger Versorgungsbetriebe GmbH/E.ON Westfalen Weser AG-GbR, DE, Blomberg <sup>5)</sup>	50,0	DFTG - Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Wilhelmshaven <sup>2)</sup>	90,0
BMV Energie Beteiligungs GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2)</sup>	100,0	Diamond Power Generation Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
BMV Energie GmbH & Co. KG, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2)</sup>	100,0	Distribuidora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza <sup>2)</sup>	53,2
Braila Power S.A., RO, Chiscani village <sup>2)</sup>	66,5	Distribuidora de Gas del Centro S.A., AR, Córdoba <sup>1)</sup>	58,7
Brännälven Kraft AB, SE, Arbrå <sup>4)</sup>	19,1	Donaukraftwerk Jochenstein AG, DE, Passau <sup>4)</sup>	50,0
Brattmyrölen Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	Donau-Wasserkraft Aktiengesellschaft, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Breitbandnetz GmbH & Co. KG, DE, Breklum <sup>5)</sup>	25,1	DOTI Deutsche-Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, DE, Oldenburg <sup>4)</sup>	26,0
BTB Bayreuther Thermalbad GmbH, DE, Bayreuth <sup>5)</sup>	33,3	DOTI Management GmbH, DE, Oldenburg <sup>5)</sup>	26,0
Bursjöliden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	DOTTO MORCONE S.R.L., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0
Bützower Wärme GmbH, DE, Bützow <sup>5)</sup>	20,0	Dutchdelta Finance SARL, LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0
Carbiogas b.v., NL, Nuenen <sup>5)</sup>	33,3	E-Bio Kyjov s.r.o., CZ, Otrokovice <sup>5)</sup>	24,5
CART Partecipazioni in liquidazione S.r.l., IT, Orio al Serio (BG) <sup>2)</sup>	100,0	E WIE EINFACH GmbH, DE, Köln <sup>1)</sup>	100,0
		e.dialog GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
		e.discom Telekommunikation GmbH, DE, Rostock <sup>2)</sup>	100,0

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH, DE, Potsdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH, DE, Potsdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables France Solar S.A.S., FR, La Ciotat <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Human Resources International GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Provence Biomasse SARL, FR, Paris <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables Italia S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Achtzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables Italia Solar S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Anlagenservice GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables North America LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Argentina S.A., AR, Buenos Aires <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Biomass Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG, DE, Grünwald <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Blyth Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Austria GmbH, AT, Wien <sup>1)</sup>	75,1	E.ON Climate & Renewables UK Developments Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Avacon AG, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	68,7	E.ON Climate & Renewables UK Humber Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Avacon Vertrieb GmbH, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Avacon Wärme GmbH, DE, Sarstedt <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK London Array Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bayern AG, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Offshore Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bayern Vertrieb GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Operations Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bayern Verwaltungs AG, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Rampion Offshore Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bayern Wärme 1. Beteiligungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg East Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bayern Wärme GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg West Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Belgium N.V., BE, Brüssel <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Benelux CCS Project B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Zone Six Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Benelux Geothermie B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Comercializadora de Último Recurso S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Benelux Holding b.v., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Connecting Energies GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Benelux Levering b.v., NL, Eindhoven/Noord-Brabant <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Czech Holding AG, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Benelux N.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Czech Holding Verwaltungs-GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Best Service GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Danmark A/S, DK, Herlev <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Beteiligungen GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bioerdgas GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Biofor Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Direkt GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Brasil Energia LTDA., BR, City of São Paulo, State of São Paulo <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Distribuce, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Business Services GmbH, DE, Berlin <sup>2)</sup>	85,0	E.ON Distribución, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Business Services SRL, RO, Cluj <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Dreiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Carbon Sourcing GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON E&P Algeria GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Carbon Sourcing North America LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON Castilla La Mancha, S.L., ES, Albacete <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON Casting Renovables, S.L., ES, Teruel <sup>2)</sup>	50,0		
E.ON Česká republika, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0		
E.ON Climate & Renewables Canada Ltd., CA, Saint John <sup>1)</sup>	100,0		
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Pte Ltd, SG, Singapur <sup>2)</sup>	100,0		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON E&P Norge AS, NO, Stavanger <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy from Waste Premnitz GmbH, DE, Premnitz <sup>1)</sup>	100,0
E.ON E&P UK Energy Trading Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy from Waste Saarbrücken GmbH, DE, Saarbrücken <sup>1)</sup>	100,0
E.ON E&P UK EU Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy from Waste Stapelfeld GmbH, DE, Stapelfeld <sup>1)</sup>	100,0
E.ON E&P UK Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy From Waste UK Limited, GB, Coventry – West Midlands <sup>2)</sup>	100,0
E.ON edis AG, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>1)</sup>	71,5	E.ON Energy Gas (Eastern) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON edis Contracting GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Energy Gas (Northwest) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON edis energia Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Projects GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON edis Vertrieb GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Sales GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Elektrárne s.r.o., SK, Tracovice <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Elnät Stockholm AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Storage GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Elnät Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Trading Bulgaria EOOD – w likwidacja, BG, Sofia <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energia S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Trading NL Staff Company 2 B.V., NL, Voorburg <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energia, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Trading NL Staff Company B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energiaszolgáltató Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Trading S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energiatermelő Kft., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energy Trading SE, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie 25. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>2), 8)</sup>	100,0	E.ON Energy Trading Srbija d.o.o., RS, Belgrad <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energie 27. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Energy Trading UK Staff Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie 31. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Energy UK Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energie 33. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Erőművek Termelő és Üzemeltető Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie 37. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON España, S.L., ES, Madrid <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie 38. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie 39. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Europa, S.L., ES, Madrid <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie AG, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Exploration & Production GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Facility Management GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energie Real Estate investment GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Fastigheter Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie România S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	51,0	E.ON Fernwärme GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energie S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Finanzanlagen GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energie, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0	E.ON First Future Energy Holding B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energies Renouvelables S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Földgáz Storage ZRt., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energihandel Nordic AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Földgáz Trade ZRt., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste AG, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Försäkring Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Delfzijl B.V., NL, Farmsum <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Försäljning Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Göppingen GmbH, DE, Göppingen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON France Management S.A.S., FR, Paris <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Großräschen GmbH, DE, Großräschen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON France S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Hannover GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	85,0	E.ON Gas & Power S.R.L., RO, Bukarest <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Helmstedt GmbH, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Gas Mobil GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Heringen GmbH, DE, Heringen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Gas Storage GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Leudelage SARL, LU, Leudelage <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Gas Storage UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Polska Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Gas Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr



## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Gashandel Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Masdar Integrated Carbon LLC, AE, Kalif A City, Abu Dhabi <sup>5)</sup>	50,0
E.ON Gasification Development AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Metering GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gaz Distribuție S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	51,0	E.ON Mitte 1. Vermögensverwaltungs GmbH, DE, Kassel <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gazdasági Szolgáltató Kft., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Mitte 2. Vermögensverwaltungs GmbH, DE, Kassel <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Generación, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Mitte AG, DE, Kassel <sup>1)</sup>	73,3
E.ON Generation Belgium N.V., BE, Vilvoorde <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Mitte Natur GmbH, DE, Dillenburg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Generation GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Mitte Vertrieb GmbH, DE, Kassel <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Gruga Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Mitte Wärme GmbH, DE, Kassel <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup> , <sup>8)</sup>	100,0	E.ON Moldova Distribuție S.A., RO, Iasi <sup>1)</sup>	51,0
E.ON Hálózati Szolgáltató Kft., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0	E.ON NA Capital LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Hanse AG, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	73,8	E.ON NA Investments LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Hanse Vertrieb GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Netz GmbH, DE, Bayreuth <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Hanse Wärme GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON New Build & Technology B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Hungária Zrt., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	E.ON New Build & Technology BVBA, BE, Vilvoorde <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Iberia Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup> , <sup>8)</sup>	100,0	E.ON New Build & Technology GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Iberia Services, S.L., ES, Málaga <sup>1)</sup>	100,0	E.ON New Build & Technology Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Inhouse Consulting GmbH, DE, München <sup>2)</sup> , <sup>8)</sup>	100,0	E.ON Nord Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Nordic AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Invest GmbH, DE, Grünwald, Landkreis München <sup>2)</sup>	100,0	E.ON North America, Inc., US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON IT Bulgaria EOOD, BG, Sofia <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Perspekt GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON IT Czech Republic s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Polska Sp. z o.o. w likwidacji, PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0
E.ON IT GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Portfolio Solution GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON IT Hungary Kft., HU, Budapest <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Power Plants Belgium BVBA, BE, Brüssel <sup>2)</sup>	100,0
E.ON IT Italia S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Produktion Danmark A/S, DK, Herlev <sup>1)</sup>	100,0
E.ON IT Netherlands B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Produzione Centrale Livorno Ferraris S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	75,0
E.ON IT România S.R.L., RO, Iasi <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Produzione S.p.A., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0
E.ON IT Slovakia spol. s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	51,0	E.ON Project Earth Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON IT Sverige AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	E.ON RAG Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
E.ON IT UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON RE Investments LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Italia S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Real Estate GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
E.ON JobCenter Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Red S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Kainuu Oy, FI, Kajaani <sup>1)</sup>	50,6	E.ON Regenerabile România S.R.L., RO, Iasi <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Kärnkraft Finland AB, FI, Kajaani <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Renovables Financiera, S.L., ES, Madrid <sup>2)</sup>	80,0
E.ON Kärnkraft Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Renovables, S.L., ES, Madrid <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Kernkraft GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Renovaveis Portugal, SGPS S.A., PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Nagykanizsa <sup>1)</sup>	99,8	E.ON Retail Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH, DE, Hannover <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Risk Consulting GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Kraftwerke GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0	E.ON România S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	90,2
E.ON Kundensupport Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Ruhrgas AG, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Ruhrgas Austria GmbH, AT, Wien <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Mälarkraft Värme AB, SE, Håbo <sup>1)</sup>	99,8	E.ON Ruhrgas BBL B.V., NL, Voorburg <sup>1)</sup>	100,0

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr



Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Ruhrgas Dutch Holding B.V., NL, Den Haag <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Power Technology Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas GPA GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK Property Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas International GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK PS Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Nigeria Limited, NG, Abuja <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Retail Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Personalagentur GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Secretaries Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Polska Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Technical Services Limited, GB, Edinburgh <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Portfolio GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Trustees Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Russia Beteiligungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	E.ON US Corporation, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Russia Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON US Energy LLC, US, Red Bank <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON US Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Service GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Varne Danmark ApS, DK, Herlev <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Service Plus GmbH, DE, Landshut <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Värme Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Servicii S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Värme Timrå AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	90,9
E.ON Servicios, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Värmekraft Sverige AB, SE, Karlshamn <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Servisní, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	83,7	E.ON Vattenkraft Sverige AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Siebzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Vertrieb Deutschland GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Slovensko, a.s., SK, Bratislava <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Vierundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Smart Living AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Vind Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Suomi Oy, FI, Helsinki <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Wasserkraft GmbH, DE, Landshut <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Westfalen Weser 3. Vermögensverwaltungs-UG (haftungsbeschränkt), DE, Hameln <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Thüringer Energie AG, DE, Erfurt <sup>1)</sup>	53,0	E.ON Westfalen Weser AG, DE, Paderborn <sup>1)</sup>	62,8
E.ON Thüringer Energie Dritte Vermögensverwaltungs-GmbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Westfalen Weser Energie-Service GmbH, DE, Kirchlegern <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Thüringer Energie Fünfte Vermögensverwaltungs-GmbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Westfalen Weser Vertrieb GmbH, DE, Paderborn <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Thüringer Energie Vierte Vermögensverwaltungs-GmbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Zwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Zweiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Trend s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Distribution Holdings, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Turkey Enerji Anonim Şirketi, TR, Ankara <sup>2)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Distribution Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Generation (Corby) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK CHP Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK CoGeneration Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Share Scheme Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON UK Community Solar Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	EAV Beteiligungs-GmbH, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK Directors Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	EBG 1. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
E.ON UK Energy Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EBS Kraftwerk GmbH, DE, Hürth <sup>5)</sup>	50,0
E.ON UK Energy Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EBY Eigenbetriebe GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK Gas Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EBY Gewerbeobjekt GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
E.ON UK Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EBY Immobilien GmbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
E.ON UK Industrial Shipping Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	EBY Port 3 GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK Ironbridge Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON UK Pension Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON UK plc, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
EBY Port 5 GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	Elverket Vallentuna AB, SE, Vallentuna <sup>4)</sup>	43,4
EC Serwis sp. z o.o., PL, Slupsk <sup>1)</sup>	100,0	EME Distribution No. 2 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
EC&R Asset Management, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Empec Ustka Sp. z o.o., PL, Ustka <sup>4)</sup>	48,5
EC&R Canada Ltd., CA, Saint John <sup>1)</sup>	100,0	ENACO Energieanlagen- und Kommunikationstechnik GmbH, DE, Maisach, Landkreis Fürstentfeldbruck <sup>5)</sup>	26,0
EC&R Development, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	ENAG/Maingas Energieanlagen GmbH, DE, Eisenach <sup>5)</sup>	50,0
EC&R Energy Marketing, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energest S.r.l., IT, Mira (VE) <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Investco Mgmt II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energetika Malenovice, a.s., CZ, Zlin-Malenovice <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Investco Mgmt, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	ENERGETIKA SERVIS s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	80,0
EC&R NA Solar PV, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Energetyka Ciepła miasta Skarżysko-Kamienna Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna <sup>2)</sup>	63,9
EC&R O&M, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., PL, Opole <sup>5)</sup>	45,7
EC&R Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energia Eolica Sud s.r.l., IT, Milano <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Panther Creek Wind Farm III, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energias Renovables de Euskadi, S.L., ES, Bilbao <sup>5)</sup>	30,0
EC&R Papalote Creek I, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energie Region Kassel GmbH & Co. KG, DE, Vellmar <sup>1)</sup>	100,0
EC&R Papalote Creek II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energie Region Kassel Verwaltungs GmbH, DE, Vellmar <sup>2)</sup>	100,0
EC&R QSE, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energie- und Medienversorgung Schwarza GmbH (EMS), DE, Rudolstadt/Schwarza <sup>1)</sup>	100,0
EC&R Services, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energie und Wasser Potsdam GmbH, DE, Potsdam <sup>4)</sup>	35,0
EC&R Sherman, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Energie und Wasser Wahlstedt/Bad Segeberg GmbH & Co. KG (ews), DE, Bad Segeberg <sup>5)</sup>	50,1
Economy Power Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Energie-Agentur Weyhe GmbH, DE, Weyhe <sup>5)</sup>	50,0
E-Eko Malenovice s.r.o., CZ, Otrokovice <sup>2)</sup>	100,0	Energieerzeugungswerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht <sup>5)</sup>	33,4
EEP 1. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Energienetze Bayern GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0
EEP 2. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Energienetze Schaaflheim GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
EEP 3. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA), DE, Alzenau <sup>5)</sup>	69,5
EFG Erdgas Forchheim GmbH, DE, Forchheim <sup>5)</sup>	24,9	Energieversorgung Apolda GmbH, DE, Apolda <sup>4)</sup>	49,0
EFM GmbH & Co. Beta KG, DE, Karlsfeld <sup>1), 8)</sup>	100,0	Energieversorgung Buching-Trauchgau (EBT) Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Halblech <sup>5)</sup>	50,0
EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, DE, München <sup>5)</sup>	39,9	Energieversorgung Greiz GmbH, DE, Greiz <sup>4)</sup>	49,0
EFR-CEE Szolgáltató Kft., HU, Budapest <sup>5)</sup>	37,0	Energieversorgung Inselsberg GmbH, DE, Waltershausen <sup>5)</sup>	20,0
EGF EnergieGesellschaft Frankenberg mbH, DE, Frankenberg/Eder <sup>5)</sup>	40,0	Energieversorgung Nordhausen GmbH, DE, Nordhausen <sup>4)</sup>	40,0
EH-SZER Energetikai és Távközlési Hálózatépítő és Szerelő Kft., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0	Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG, DE, Putzbrunn <sup>5)</sup>	50,0
Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (EVB), DE, Eisenach <sup>4)</sup>	25,1	Energieversorgung Putzbrunn Verwaltungs GmbH, DE, Putzbrunn <sup>5)</sup>	50,0
Ekopur d.o.o., SI, Ljubljana <sup>2)</sup>	100,0	Energieversorgung Rudolstadt GmbH, DE, Rudolstadt <sup>5)</sup>	23,9
EKS-Service Kft., HU, Budapest <sup>5)</sup>	50,0	Energieversorgung Sehnde GmbH, DE, Sehnde <sup>5)</sup>	30,0
Elecdey ASCOY, S.A., ES, Murcia <sup>5)</sup>	19,5	Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG, DE, Garching, Landkreis München <sup>5)</sup>	50,0
Elecdey CARCELÉN, S.A., ES, Albacete <sup>4)</sup>	23,0	Energie-Wende-Garching Verwaltungs-GmbH, DE, Garching, Landkreis München <sup>5)</sup>	50,0
Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2)</sup>	100,0	Energiewerke Isernhagen GmbH, DE, Isernhagen <sup>4)</sup>	49,0
Elevate Holdco Funding, LLC, US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0	Energiewerke Zeulenroda GmbH, DE, Zeulenroda-Triebes <sup>5)</sup>	49,0
Elevate Wind Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0		
ELICA S.R.L., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0		
Elmregia GmbH, DE, Schöningen <sup>5)</sup>	49,0		
Első Magyar Szélerőmű Kft., HU, Kulcs <sup>2)</sup>	74,7		
Eltel Networks Pohjoinen Oy, FI, Kajaani <sup>4)</sup>	25,0		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Energos Deutschland GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	Exporting Commodities International LLC, US, Marlton <sup>4)</sup>	30,0
Energy Collection Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EZH-Systems Inc., US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0
Enertec Hameln GmbH, DE, Hameln <sup>1)</sup>	100,0	EZV Energie- und Service GmbH & Co. KG Untermain, DE, Würth am Main <sup>5)</sup>	28,9
Enfield Energy Centre Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EZV Energie- und Service Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Würth am Main <sup>5)</sup>	28,8
Enfield Energy Services (Europe) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Falkenbergs Biogas AB, SE, Malmö <sup>4)</sup>	65,0
ENSECO GmbH, DE, Unterschleißheim, Landkreis München <sup>5)</sup>	49,0	Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0
Entsorgungsgemeinschaft Oberhavel GbR, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	74,9	Farma Wiatrowa Łebcz Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0
Entsorgungszentrum Salzgitter GmbH, DE, Salzgitter <sup>5)</sup>	50,0	Fennovoima Oy, FI, Helsingfors <sup>4)</sup>	34,0
Eólica de Levante, S.L., ES, Alicante <sup>5)</sup>	25,0	Ferngas Nordbayern GmbH, DE, Nürnberg <sup>1)</sup>	100,0
Eólica de São Julião, Lda, PT, Lissabon <sup>4)</sup>	45,0	Fernwärmeversorgung Freising Gesellschaft mit beschränkter Haftung (FFG), DE, Freising <sup>5)</sup>	50,0
EÓLICA MARÍTIMA Y PORTUARIA, SOCIEDAD LIMITADA, ES, Oviedo <sup>2)</sup>	70,0	Fernwärmeversorgung Herne GmbH, DE, Herne <sup>5)</sup>	50,0
Eoliser Serviços de Gestão para parques eólicos, Lda, PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0	Fidelia Communications Inc., US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0
EOS PAX IIA, S.L., ES, Santiago de Compostela <sup>4)</sup>	48,5	FIDELIA Holding LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
EPOS Bioenergie Verwaltungs-GmbH, DE, Herford <sup>2)</sup>	100,0	Fitas Verwaltung GmbH & Co. Dritte Vermietungs-KG, DE, Pullach i. Isartal, Landkreis München <sup>2)</sup>	90,0
EPS Polska Holding Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0	FITAS Verwaltung GmbH & Co. REGIUM-Objekte KG, DE, Pullach i. Isartal, Landkreis München <sup>2)</sup>	90,0
EPS Polska Sp. z o.o. w likw., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0	FITAS Verwaltung GmbH & Co. Vermietungs-KG, DE, Pullach <sup>2)</sup>	99,9
Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG), DE, Erfurt <sup>3)</sup>	50,0	Flatlands Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Ergon Energia S.r.l. in liquidazione, IT, Brescia <sup>4)</sup>	50,0	Forest Creek Investco, Inc., US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Ergon Energy Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Forest Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Ergon Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Forest Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Ergon Holdings Ltd, MT, St. Julians <sup>1)</sup>	100,0	Freya Bunde-Etzel GmbH & Co. KG, DE, Bonn <sup>4)</sup>	60,0
Ergon Insurance Ltd, MT, St. Julians <sup>1)</sup>	100,0	G.E.I. - Gestione Energetica Impianti S.p.A., IT, Crema <sup>4)</sup>	48,9
Ergon Nominees Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	GAL Beteiligungs GmbH, DE, Porta Westfalica <sup>5)</sup>	50,0
Ergon Overseas Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Gasag Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft, DE, Berlin <sup>4)</sup>	36,9
Ergosud S.p.A., IT, Rom <sup>4)</sup>	50,0	Gasnetzgesellschaft Laatzen-Süd mbH, DE, Laatzen <sup>5)</sup>	49,0
ERKA Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Gasspeicher Lehrte GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0
ESN EnergieSystemeNord GmbH, DE, Schwentinental <sup>5)</sup>	47,5	Gasum Oy, FI, Espoo <sup>4)</sup>	20,0
Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG, DE, Friedeburg-Etzel <sup>7)</sup>	75,2	Gas-Union GmbH, DE, Frankfurt/Main <sup>4)</sup>	25,9
Etzel Gas-Lager Management GmbH, DE, Friedeburg-Etzel <sup>5)</sup>	75,2	Gasversorgung Bad Rodach GmbH, DE, Bad Rodach <sup>5)</sup>	50,0
European Nuclear Energy Leadership Academy GmbH, DE, Garching <sup>5)</sup>	26,3	Gasversorgung Biedenkopf GmbH, DE, Biedenkopf <sup>5)</sup>	49,0
Evantec GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Gasversorgung Ebermannstadt GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>5)</sup>	50,0
EVG Energieversorgung Gemünden GmbH, DE, Gemünden am Main <sup>5)</sup>	49,0	Gasversorgung Frankenwald GmbH (GFW), DE, Helmbrechts <sup>5)</sup>	50,0
EVU Services GmbH, DE, Neumünster <sup>5)</sup>	100,0	Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH (GLG), DE, Wolfsburg-Fallersleben <sup>1)</sup>	95,0
EW Eichsfeldgas GmbH, DE, Worbis <sup>2)</sup>	49,0	Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Würzburg <sup>4)</sup>	64,0
ew wärme GmbH, DE, Bad Heiligenstadt <sup>5)</sup>	49,0	Gasversorgung Vorpommern GmbH, DE, Trassenheide <sup>5)</sup>	49,0
EWC Windpark Cuxhaven GmbH, DE, München <sup>5)</sup>	50,0	Gasversorgung Wismar Land GmbH, DE, Lübow <sup>5)</sup>	49,0
ews Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Segeberg <sup>5)</sup>	50,2		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Gasversorgung Wismar Land Vertrieb GmbH, DE, Lübow <sup>5)</sup>	49,0	GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co KG, DE, Gollhofen <sup>5)</sup>	50,0
Gasversorgung Wunsiedel GmbH, DE, Wunsiedel <sup>5)</sup>	50,0	GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, DE, Nürnberg <sup>5)</sup>	50,0
Gaswerk Bad Sooden-Allendorf GmbH, DE, Bad Sooden-Allendorf <sup>5)</sup>	49,0	Gondoskodás-Egymásért Alapítvány, HU, Debrecen <sup>2)</sup>	100,0
GCE Energies SARL, FR, La Ciotat <sup>2)</sup>	100,0	GRE Gesellschaft zur rationellen Energienutzung Horn-Bad Meinberg mbH, DE, Horn-Bad Meinberg <sup>5)</sup>	50,0
Gelsenberg GmbH & Co. KG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	Grenzkraftwerke Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Simbach am Inn <sup>5)</sup>	50,0
Gelsenberg Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	GreyLogix GmbH, DE, Flensburg <sup>5)</sup>	74,2
Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2), 8)</sup>	100,0	Guyane Conhilac Energies SARL, FR, La Ciotat <sup>2)</sup>	100,0
Gem. Ges. zur Förderung des E.ON Energy Research Center mbH, DE, Aachen <sup>5)</sup>	50,0	Hamburg Netz GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	74,9
Gemeindewerke Gräfelfing GmbH & Co. KG, DE, Gräfelfing <sup>2)</sup>	100,0	Hamburger Hof Versicherungs-Aktiengesellschaft, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Gemeindewerke Gräfelfing Verwaltungs GmbH, DE, Gräfelfing <sup>2)</sup>	100,0	Hams Hall Management Company Limited, GB, Coventry <sup>4)</sup>	46,6
Gemeindewerke Leck GmbH, DE, Leck <sup>5)</sup>	49,9	Harzwasserwerke GmbH, DE, Hildesheim <sup>4)</sup>	20,8
Gemeindewerke Uetze GmbH, DE, Uetze <sup>5)</sup>	49,0	Havelstrom Zehdenick GmbH, DE, Zehdenick <sup>5)</sup>	49,0
Gemeindewerke Wedemark GmbH, DE, Wedemark <sup>5)</sup>	49,0	Heizwerk Holzverwertungsgenossenschaft Stiftland eG & Co. oHG, DE, Neualbenreuth <sup>5)</sup>	50,0
Gemeindewerke Wietze GmbH, DE, Wietze <sup>5)</sup>	49,0	Helioenergy Electricidad Dos, S.A, ES, Sevilla <sup>4)</sup>	50,0
Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal <sup>1)</sup>	100,0	Helioenergy Electricidad Uno, S.A., ES, Sevilla <sup>4)</sup>	50,0
Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, DE, Emmerthal <sup>2)</sup>	83,2	HEMAB Elförsäljning AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
Gemeinschaftskernkraftwerk Isar 2 GmbH, DE, Essenbach <sup>2)</sup>	75,0	Hermann Seippel-Unterstützungseinrichtung GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH, DE, Vohburg <sup>1)</sup>	50,2	HEUREKA-Gamma AG, CH, Baden-Dättwil <sup>2)</sup>	100,0
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Kiel <sup>3)</sup>	50,0	HGC Hamburg Gas Consult GmbH, DE, Hamburg <sup>2)</sup>	100,0
Gemeinschaftskraftwerk Staudinger Verwaltungs-GmbH, DE, Großkrotzenburg <sup>2)</sup>	100,0	Hibernia Gamma Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Frankfurt/Main <sup>4)</sup>	39,4
Gemeinschaftskraftwerk Staudinger GmbH & Co. KG, DE, Großkrotzenburg <sup>1)</sup>	100,0	HIBERNIA Industrierwerte GmbH & Co. oHG, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Porta Westfalica <sup>1)</sup>	66,7	Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (HKG), Gemeinsames europäisches Unternehmen, DE, Hamm <sup>5)</sup>	26,0
Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal <sup>1)</sup>	66,7	HOCHTIEF Energy Management Harburg GmbH, DE, Hamburg <sup>5)</sup>	35,0
Generale Servizi in liquidazione S.r.l., IT, Gandino (BG) <sup>2)</sup>	100,0	Holford Gas Storage Limited, GB, Edinburgh <sup>1)</sup>	100,0
Geólica Magallón, S.L., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	36,2	Holsteiner Wasser GmbH, DE, Neumünster <sup>5)</sup>	50,0
Geothermie-Wärmegesellschaft Braunau-Simbach mbH, AT, politische Gemeinde Braunau am Inn <sup>5)</sup>	20,0	HSE AVG Beteiligungs-GmbH, DE, Darmstadt <sup>5)</sup>	50,0
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, DE, Kiel <sup>5)</sup>	33,3	HSN Magdeburg GmbH, DE, Magdeburg <sup>1)</sup>	74,9
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, DE, Essen <sup>5)</sup>	41,7	HUGE Kft., HU, Budapest <sup>2)</sup>	100,0
GHD E.ON Bayern AG & Co. KG, DE, Dingolfing <sup>2)</sup>	75,0	Inadale Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
GLG Netz GmbH, DE, Gifhorn <sup>1)</sup>	100,0	Induboden GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
GNR Gesellschaft zur energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe mbH, DE, Brakel <sup>5)</sup>	33,3	Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft OHG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, DE, Essen <sup>4)</sup>	48,0	Induboden GmbH & Co. Industrierwerte OHG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
		Industriekraftwerk Greifswald GmbH, DE, Kassel <sup>5)</sup>	49,0
		Industry Development Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
		Informační služby – energetika, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0
		InfraServ-Bayernwerk Gendorf GmbH, DE, Burghkirchen/Alz <sup>5)</sup>	50,0

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) ·  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht  
bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 ·  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Infrastructure Alliance Limited, JE, St. Helier <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerk Buer Betriebsgesellschaft mbH, DE, Gelsenkirchen <sup>5)</sup>	50,0
Infrastrukturgesellschaft Stadt Nienburg/Weser mbH, DE, Nienburg/Weser <sup>5)</sup>	49,9	Kraftwerk Buer GbR, DE, Gelsenkirchen <sup>5)</sup>	50,0
Innwerk AG, DE, Landshut <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Burghausen GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
INTERARGEM GbR, DE, Bielefeld <sup>2)</sup>	66,7	Kraftwerk Hattorf GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Interargem GmbH, DE, Bielefeld <sup>1)</sup>	61,2	Kraftwerk Obernburg GmbH, DE, Erlenbach am Main <sup>3)</sup>	50,0
Inversora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza <sup>2)</sup>	24,0	Kraftwerk Plattling GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Inversora de Gas del Centro S.A., AR, Córdoba <sup>1)</sup>	75,0	Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH, DE, Schkopau <sup>1)</sup>	55,6
Inwestycyjna Spółka Energetyczna-IRB Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>5)</sup>	50,0	Kraftwerk Schkopau GbR, DE, Schkopau <sup>1)</sup>	58,1
Isam-Immobilien-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Schwedt GmbH & Co. KG, DE, Schwedt <sup>1)</sup>	99,0
Jihočeská plynárenská, a.s., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Schwedt Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Schwed <sup>2)</sup>	100,0
Jihomoravská plynárenská, a.s., CZ, Brno <sup>5)</sup>	43,7	Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, DE, Essen <sup>5)</sup>	41,7
Kajaanin Lämpö Oy, FI, Helsingfors <sup>4)</sup>	50,0	Kreiswerke Main-Kinzig GmbH, DE, Gelnhausen <sup>5)</sup>	24,5
Kalmar Energi Försäljning AB, SE, Kalmar <sup>4)</sup>	40,0	Kurgan Grundstücks-Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. oHG, DE, Grünwald, Landkreis München <sup>1)</sup>	90,0
Kalmar Energi Holding AB, SE, Kalmar <sup>4)</sup>	50,0	LandE GmbH, DE, Wolfsburg-Fallersleben <sup>1)</sup>	69,6
Karlshamn Kraft AB, SE, Karlshamn <sup>1)</sup>	70,0	Landgas Göhren GmbH, DE, Göhren <sup>5)</sup>	40,6
Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB, SE, Nyköping <sup>5)</sup>	25,0	Landwehr Wassertechnik GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>2)</sup>	100,0
Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	80,0	Lighting for Staffordshire Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	60,0
Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>4)</sup>	33,3	Lighting for Staffordshire Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, DE, Gundremmingen <sup>4)</sup>	25,0	Lillo Energy NV, BE, Beveren/Antwerpen <sup>5)</sup>	50,0
Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>4)</sup>	50,0	Limited Liability Company E.ON IT, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0
Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	66,7	Łobeska Energetyka Ciepła Sp. z o.o., PL, Łobez <sup>2)</sup>	100,0
Kernkraftwerke Isar Verwaltungs GmbH, DE, Essenbach <sup>1)</sup>	100,0	London Array Limited, GB, Coventry <sup>5)</sup>	30,0
KGN Kommunalgas Nordbayern GmbH, DE, Bamberg <sup>1)</sup>	100,0	LSW LandE-Stadtwerke Wolfsburg GmbH & Co. KG, DE, Wolfsburg <sup>4)</sup>	57,0
KGW - Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	69,8	LSW LandE-Stadtwerke Wolfsburg Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>5)</sup>	57,0
Klåvbens AB, SE, Olofström <sup>5)</sup>	50,0	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
Kokereigasnetz Ruhr GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	LUMEN DISTRIBUCE s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>5)</sup>	34,0
Kolbäckens Kraft KB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0	LUMEN DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>5)</sup>	34,0
Komáromi Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0	Lumen Energy a.s., CZ, Prag <sup>5)</sup>	40,0
KommEnergie Erzeugungs GmbH, DE, Eichenau, Landkreis Fürstenfeldbruck <sup>5)</sup>	100,0	LUMEN SYNERGY s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>5)</sup>	34,0
KommEnergie GmbH, DE, Eichenau, Landkreis Fürstenfeldbruck <sup>5)</sup>	67,0	Luminar S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt, DE, Eisenhüttenstadt <sup>5)</sup>	49,0	Luna Lüneburg GmbH, DE, Lüneburg <sup>5)</sup>	49,0
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Celle gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>5)</sup>	25,0	Maasvlakte CCS Project B.V., NL, Rotterdam <sup>5)</sup>	50,0
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Uelzen gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>5)</sup>	25,0	Maasvlakte I b.v., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
KomSolar Invest GmbH, DE, Erfurt <sup>5)</sup>	49,0	Maasvlakte II b.v., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
Kraftverkehrsgesellschaft Paderborn mbH -KVP-, DE, Paderborn <sup>2)</sup>	100,0	Magic Valley Wind Farm I, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
		Mainkraftwerk Schweinfurt Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, München <sup>2)</sup>	75,0
		Maricopa West Solar PV, LLC, US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) ·  
 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht  
 bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 ·  
 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr



## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
MCE Energies SARL, FR, La Ciotat <sup>2)</sup>	100,0	Netzgesellschaft Hildesheimer Land GmbH & Co. KG, DE, Gießen <sup>5)</sup>	49,0
MEC Koszalin Sp. z o.o., PL, Koszalin <sup>4)</sup>	30,8	Netzgesellschaft Hildesheimer Land Verwaltung GmbH, DE, Gießen <sup>5)</sup>	49,0
MEON Pensions GmbH & Co. KG, DE, Grünwald <sup>1), 8)</sup>	100,0	Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), DE, Schwerin <sup>5)</sup>	40,0
MEON Verwaltungs GmbH, DE, Grünwald <sup>2)</sup>	100,0	Netzgesellschaft Stuhr/Weyhe mbH, DE, Weyhe <sup>5)</sup>	49,0
Mer. Wind S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	Neue Energien Bad Salzungen GmbH, DE, Bad Salzungen <sup>5)</sup>	40,0
Měření dodávek plynu, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0	Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH, DE, Neumünster <sup>1)</sup>	50,1
Metegra GmbH, DE, Laatzen <sup>5)</sup>	25,0	NHG Netzgesellschaft Herrenwald GmbH & Co. KG, DE, Stadtallendorf <sup>1)</sup>	51,0
Meter Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Nord Stream AG, CH, Zug <sup>4)</sup>	15,5
Metering Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Norddeutsche Gesellschaft zur Ablagerung von Mineralstoffen mbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	51,0
METHA-Methanhandel GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0	NORD-direkt GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0
MFG Flughafen-Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Gamma oHG, DE, Grünwald <sup>7)</sup>	90,0	Nordzucker Bioerdgas GmbH & Co. KG, DE, Braunschweig <sup>2)</sup>	50,0
Midlands Electricity Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Nordzucker Bioerdgas Verwaltung-GmbH, DE, Braunschweig <sup>2)</sup>	50,0
Midlands Gas Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Northeolic Montebuño, S.L., ES, Madrid <sup>2)</sup>	100,0
Midlands Generation (Overseas) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Nyíregyházi Kombinált Ciklusú Erőmű Kft., HU, Nyíregyháza <sup>1)</sup>	100,0
Midlands Power (UK) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	OAo E.ON Russia, RU, Surgut <sup>1)</sup>	83,7
Midlands Power International Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	OAo Severnftégazprom, RU, Krasnoselkup <sup>4)</sup>	25,0
Midlands Sales Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	OAo Shaturskaya Upravlyayushchaya Kompaniya, RU, Shatura <sup>1)</sup>	51,0
Mittlere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München <sup>2)</sup>	60,0	oaza-Krupka, a.s., CZ, Liberec VI <sup>5)</sup>	49,0
Montan GmbH Assekuranz-Makler, DE, Düsseldorf <sup>4)</sup>	44,3	Obere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München <sup>2)</sup>	60,0
Monte Elva Solar S.r.l., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0	Oebisfelder Wasser und Abwasser GmbH, DE, Oebisfelde <sup>5)</sup>	49,0
Mosoni-Duna Menti Szélerőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0	Offshore Trassenplanungs GmbH, DE, Hannover <sup>2)</sup>	50,0
MPX Energia S.A., BR, Rio de Janeiro <sup>4)</sup>	11,7	Offshore-Windpark Beta Baltic GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Müllheizkraftwerk Rothensee GmbH, DE, Magdeburg <sup>7)</sup>	51,0	Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Munkaból Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	OKG AB, SE, Oskarshamn <sup>1)</sup>	54,5
Munnsville Investco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., IT, Mailand <sup>4)</sup>	46,8
Munnsville WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OOO E.ON E&P Russia, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0
Munnsville Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OOO E.ON Russia, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0
MVA Bielefeld-Herford GmbH, DE, Bielefeld <sup>1)</sup>	100,0	OOO E.ON Russia Power, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0
Nafta a.s., SK, Bratislava <sup>4)</sup>	40,5	OOO Teplosbyt, RU, Shatura <sup>1)</sup>	100,0
Nahwärme Bad Oeynhausen-Löhne GmbH, DE, Bad Oeynhausen <sup>2)</sup>	65,4	Orcan Energy GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	16,2
Nahwärmeversorgung Kirchlingern GmbH, DE, Kirchlingern <sup>5)</sup>	50,0	Oskarshamns Energi AB, SE, Oskarshamn <sup>4)</sup>	50,0
Naturgas Emmerthal GmbH & Co. KG, DE, Emmerthal <sup>2)</sup>	84,6	Österreichisch-Bayerische Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, Simbach am Inn <sup>3)</sup>	50,0
Netz- und Windservice (NWS) GmbH, DE, Schwerin <sup>2)</sup>	100,0	Östersjöfrakt AB, SE, Örebro <sup>1)</sup>	80,0
Netz Veltheim GmbH, DE, Porta Westfalica <sup>1)</sup>	66,7	Östrand Energi AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0
Netzanschluss Mürow Oberdorf GbR, DE, Bremerhaven <sup>5)</sup>	34,8	Ostrowski Zakład Ceopłowniczy S.A., PL, Ostrow Wielkopolski <sup>4)</sup>	48,6
Netzgesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden <sup>5)</sup>	49,0	PADES Personalservice GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Netzgesellschaft Hemmingen mbH, DE, Hemmingen <sup>5)</sup>	49,0		
Netzgesellschaft Herrenwald Verwaltung GmbH, DE, Stadtallendorf <sup>2)</sup>	51,0		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Panrusgáz Zrt., HU, Budapest <sup>5)</sup>	50,0	Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>1)</sup>	49,3
Parque Eólico Barlavento, S.A., PT, Lissabon <sup>1)</sup>	90,0	Promec Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna <sup>2)</sup>	100,0
Patriot Wind Farm, LLC, US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0	Prometheus, energetické služby, a.s., člen koncernu	
PEG Infrastruktur AG, CH, Zug <sup>1)</sup>	100,0	Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0
Peißenberger Kraftwerksgesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Peißenberg, Landkreis Weilheim-Schongau <sup>2)</sup>	100,0	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Barlinku Sp. z o.o., PL, Barlinek <sup>2)</sup>	100,0
Peißenberger Wärme-gesellschaft mbH, DE, Peißenberg, Landkreis Weilheim-Schongau <sup>3)</sup>	50,0	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Słubicach Sp. z o.o., PL, Słubice <sup>2)</sup>	100,0
Perstorps Fjärrvärme AB, SE, Perstorp <sup>4)</sup>	50,0	PT Power Jawa Barat, ID, Jakarta <sup>4)</sup>	40,0
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Purena GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>1)</sup>	94,5
Powerforum Zrt., HU, Budapest <sup>5)</sup>	50,0	Pyron Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen (East Midlands) Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Q-Energie b.v., NL, Eindhoven <sup>2)</sup>	53,3
Powergen (East Midlands) Loan Notes, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Raab Karcher Electronic Systems plc, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Group Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, AT, Maria Enzersdorf <sup>4)</sup>	30,0
Powergen Group Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Rauschbergbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruppolding <sup>2)</sup>	77,4
Powergen Holdings B.V., NL, Amsterdam <sup>1)</sup>	100,0	RDE Regionale Dienstleistungen Energie GmbH & Co. KG, DE, Würzburg <sup>2)</sup>	62,7
Powergen Holdings SARL, LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0	RDE Verwaltungs-GmbH, DE, Würzburg <sup>2)</sup>	100,0
Powergen International Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	REGAS GmbH & Co KG, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	50,0
Powergen Ireland Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	REGAS Verwaltungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	50,0
Powergen Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	35,5
Powergen LS SE, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	regiocom Berlin GmbH, DE, Berlin <sup>5)</sup>	50,0
Powergen Luxembourg Holdings SARL, LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0	regiocom GmbH, DE, Magdeburg <sup>5)</sup>	50,0
Powergen Power No. 1 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	regiocom Halle GmbH, DE, Halle (Saale) <sup>5)</sup>	50,0
Powergen Power No. 2 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	regiocom Salzwedel GmbH, DE, Salzwedel <sup>5)</sup>	50,0
Powergen Power No. 3 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	regiolicht Niedersachsen GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0
Powergen Retail Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft, DE, Erlangen <sup>5)</sup>	33,3
Powergen Retail Supply Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG & CO KG, DE, Regensburg <sup>4)</sup>	35,5
Powergen Serang Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	RGE Holding GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
Powergen UK Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft, DE, München <sup>1)</sup>	77,5
Powergen UK Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Ringhals AB, SE, Varberg <sup>4)</sup>	29,6
Powergen UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	R-KOM Regensburger Telekommunikationsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	20,0
Powergen UK Securities, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	R-KOM Regensburger Telekommunikationsverwaltungs-gesellschaft mbH, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	20,0
Powergen US Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	RMD Wasserstraßen GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Powergen US Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	RMD-Consult GmbH Wasserbau und Energie, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Powergen US Securities Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Roscoe WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Weather Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Roscoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Pragoplyn, a.s., CZ, Prag <sup>1)</sup>	100,0	Rosengård Invest AB, SE, Malmö <sup>5)</sup>	28,1
Pražská plynárenská Distribuce, a.s., člen koncernu			
Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>1)</sup>	100,0		
Pražská plynárenská Holding a.s., CZ, Prag <sup>5)</sup>	49,0		
Pražská plynárenská Servis distribuce, a.s., člen koncernu			
Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0		
Pražská plynárenská Správa majetku, s.r.o., člen koncernu			
Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr



## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Rota Gas S.r.l., IT, Mercato San Severino (SA) <sup>5)</sup>	49,0	Städtische Werke Magdeburg Verwaltungs-GmbH, DE, Magdeburg <sup>5)</sup>	26,7
RuhrEnergie GmbH, EVR, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0	Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>4)</sup>	24,9
S.C. Congaz S.A., RO, Constanța <sup>5)</sup>	28,6	Stadtnetze Neustadt a. Rbge. Verwaltungs-GmbH, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>5)</sup>	24,9
S.C. Salgaz S.A., RO, Salonta <sup>2)</sup>	60,1	Stadtversorgung Pattensen GmbH & Co. KG, DE, Pattensen <sup>5)</sup>	49,0
Safetec Entsorgungs- und Sicherheitstechnik GmbH, DE, Heidelberg <sup>2)</sup>	100,0	Stadtversorgung Pattensen Verwaltung GmbH, DE, Pattensen <sup>5)</sup>	49,0
San Juan de Bargas Eólica, S.L., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	47,0	Stadtwerk Haßfurt GmbH, DE, Haßfurt <sup>5)</sup>	24,9
Sand Bluff WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Arnstadt GmbH, DE, Arnstadt <sup>5)</sup>	44,0
Sand Bluff Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Bad Bramstedt GmbH, DE, Bad Bramstedt <sup>5)</sup>	36,0
SBI Jordberga AB, SE, Linköping <sup>5)</sup>	20,0	Stadtwerke Bad Langensalza GmbH, DE, Bad Langensalza <sup>5)</sup>	40,0
Scarweather Sands Limited, GB, Coventry <sup>5)</sup>	50,0	Stadtwerke Barth GmbH, DE, Barth <sup>5)</sup>	49,0
SCF2 S.R.L., IT, Rom <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Bebra GmbH, DE, Bebra <sup>5)</sup>	20,0
SCHLESWAG Abwasser GmbH, DE, Neumünster <sup>5)</sup>	100,0	Stadtwerke Bergen GmbH, DE, Bergen <sup>5)</sup>	49,0
Schleswig-Holstein Netz AG, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	94,3	Stadtwerke Blankenburg GmbH, DE, Blankenburg <sup>5)</sup>	30,0
Schleswig-Holstein Netz GmbH, DE, Rendsburg <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Bogen GmbH, DE, Bogen <sup>5)</sup>	41,0
Schleswig-Holstein Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH, DE, Brandenburg an der Havel <sup>4)</sup>	36,8
Sea Power & Fuel S.r.l., IT, Genua <sup>5)</sup>	50,0	Stadtwerke Bredstedt GmbH, DE, Bredstedt <sup>5)</sup>	49,9
Seattle Holding B.V., NL, Zoetermeer <sup>4)</sup>	50,0	Stadtwerke Burgdorf GmbH, DE, Burgdorf <sup>5)</sup>	49,0
SEC Energia Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>5)</sup>	25,0
SEC Gryfice Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Eggenfelden GmbH, DE, Eggenfelden <sup>5)</sup>	49,0
SEC Połczyn-Zdrój Sp. z o.o., PL, Połczyn Zdrój <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Eisenberg GmbH, DE, Eisenberg <sup>5)</sup>	49,0
SEE-Sul Energia Eólica, Lda, PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, DE, Frankfurt/Oder <sup>4)</sup>	39,0
SERVICE plus GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Garbsen GmbH, DE, Garbsen <sup>4)</sup>	24,9
Service Plus Recycling GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht <sup>5)</sup>	24,9
Settlers Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Gelnhäusen GmbH, DE, Gelnhäusen <sup>1)</sup>	100,0
Sinergia Andaluza, S.L., ES, Granada <sup>5)</sup>	25,0	Stadtwerke Gotha GmbH, DE, Gotha <sup>4)</sup>	48,0
SINERGIA ARAGONESA, S.L., ES, Zaragoza <sup>2)</sup>	60,0	Stadtwerke Göttingen AG, DE, Göttingen <sup>2)</sup>	48,9
SKO ENERGO FIN, s.r.o., CZ, Mlada Boleslav <sup>4)</sup>	42,5	Stadtwerke Husum GmbH, DE, Husum <sup>5)</sup>	49,9
SKO ENERGO, s.r.o., CZ, Mlada Boleslav <sup>5)</sup>	21,0	Stadtwerke Lage GmbH, DE, Lage <sup>5)</sup>	45,0
Slovak Gas Holding B.V., NL, Zoetermeer <sup>3)</sup>	50,0	Stadtwerke Leinefelde GmbH, DE, Leinefelde-Worbis <sup>5)</sup>	49,0
SO.MET. ENERGIA S.r.l., IT, Costigliole d'Asti (AT) <sup>1)</sup>	60,0	Stadtwerke Lichtenau GmbH, DE, Lichtenau <sup>5)</sup>	25,0
Sociedad Eólica Salmantina, S.L, ES, Salamanca <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Lübz GmbH, DE, Lübz <sup>5)</sup>	25,0
Société des Eaux de l'Est S.A., FR, Saint-Avold (Creutzwald) <sup>5)</sup>	25,0	Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, DE, Ludwigsfelde <sup>5)</sup>	29,0
Société Nationale d'Electricité et de Thermique, S.A. (SNET), FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Mühlhausen GmbH, DE, Mühlhausen <sup>5)</sup>	23,9
Söderåsens Bioenergi AB, SE, Billesholm <sup>4)</sup>	51,0	Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH, DE, Neunburg vorm Wald <sup>5)</sup>	24,9
Solar Energy s.r.o., CZ, Znojmo <sup>5)</sup>	25,0	Stadtwerke Neustadt an der Orla GmbH, DE, Neustadt an der Orla <sup>5)</sup>	20,0
Sollefteåforsens AB, SE, Sundsvall <sup>4)</sup>	50,0	Stadtwerke Niebüll GmbH, DE, Niebüll <sup>5)</sup>	49,9
Sønderjysk Biogasproduktion I/S, DK, Vojens <sup>5)</sup>	50,0		
SQC Kvalificeringscentrum AB, SE, Stockholm <sup>5)</sup>	33,3		
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, DE, Luckenwalde <sup>5)</sup>	29,0		
Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, DE, Magdeburg <sup>4)</sup>	26,7		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Stadtwerke Parchim GmbH, DE, Parchim <sup>5)</sup>	25,2	SVI-Stromversorgung Ismaning GmbH, DE, Ismaning, Landkreis München <sup>5)</sup>	25,1
Stadtwerke Premnitz GmbH, DE, Premnitz <sup>5)</sup>	35,0	SVO Holding GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	50,1
Stadtwerke Pritzwalk GmbH, DE, Pritzwalk <sup>5)</sup>	49,0	SVO Vertrieb GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH, DE, Ribnitz-Damgarten <sup>5)</sup>	39,0	SWE Energie GmbH, DE, Erfurt <sup>4)</sup>	29,0
Stadtwerke Schwedt GmbH, DE, Schwedt/Oder <sup>4)</sup>	37,8	SWE Netz GmbH, DE, Erfurt <sup>4)</sup>	29,0
Stadtwerke Sondershausen GmbH, DE, Sondershausen <sup>5)</sup>	23,9	SWE Technische Service GmbH, DE, Erfurt <sup>5)</sup>	25,1
Stadtwerke Stadtroda GmbH, DE, Stadtroda <sup>5)</sup>	24,9	SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, DE, Neustadt bei Coburg <sup>4)</sup>	25,1
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH, DE, Suhl <sup>4)</sup>	44,4	SWS Energie GmbH, DE, Stralsund <sup>4)</sup>	49,0
Stadtwerke Tornesch GmbH, DE, Tornesch <sup>5)</sup>	49,0	Sydskraft EC Slupsk Sp. z o.o., PL, Slupsk <sup>1)</sup>	98,9
Stadtwerke Vilshofen GmbH, DE, Vilshofen <sup>5)</sup>	41,0	Sydskraft Polen AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Weilburg GmbH, DE, Weilburg an der Lahn <sup>5)</sup>	20,0	Sydskraft Term Sp. z o.o., PL, Poznań <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH, DE, Weimar <sup>4)</sup>	49,0	Sydskraft Zlotow Sp. z o.o., PL, Zlotow <sup>1)</sup>	85,0
Stadtwerke Wismar GmbH, DE, Wismar <sup>4)</sup>	49,0	Synergy Energia S.A., BR, Rio de Janeiro <sup>3)</sup>	50,0
Stadtwerke Wittenberge GmbH, DE, Wittenberge <sup>5)</sup>	22,7	Szczecinska Energetyka Ciepna Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>1)</sup>	66,4
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>4)</sup>	26,0	Szombathelyi Erőmű Zrt., HU, Győr <sup>2)</sup>	55,0
Stadtwerke Wolmirstedt GmbH, DE, Wolmirstedt <sup>5)</sup>	49,4	Szombathelyi Távhőszolgáltató Kft., HU, Szombathely <sup>5)</sup>	25,0
Statco Six Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0	Tapolcai Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0
Stensjön Kraft AB, SE, Stockholm <sup>4)</sup>	50,0	Tauerngasleitung GmbH, AT, Wals-Siezenheim <sup>5)</sup>	46,7
Stony Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Tech Park Solar, LLC, US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0
Stony Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Technische Werke Delitzsch GmbH, DE, Delitzsch <sup>5)</sup>	25,1
store-x Storage Capacity Exchange GmbH, DE, Leipzig <sup>5)</sup>	32,0	TEN Thüringer Energienetze GmbH, DE, Erfurt <sup>1)</sup>	100,0
Strom Germering GmbH, DE, Germering, Landkreis Fürstenfeldbruck <sup>2)</sup>	90,0	Teplárna Kyjov, a.s., CZ, Kyjov <sup>2)</sup>	99,3
Stromnetzgesellschaft Bad Salzdetfurth-Diekhöfen mbH, DE, Bad Salzdetfurth <sup>5)</sup>	49,0	Teplárna Otrokovice a.s., CZ, Otrokovice <sup>1)</sup>	100,0
Stromversorgung Ahrensburg GmbH, DE, Ahrensburg <sup>2)</sup>	100,0	Teplárna Tábor, a.s., CZ, Tábor <sup>1)</sup>	51,5
Stromversorgung Angermünde GmbH, DE, Angermünde <sup>5)</sup>	49,0	Terminal Alpi Adriatico S.r.l., IT, Rom <sup>1)</sup>	100,0
Stromversorgung Ruhpolding Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding <sup>2)</sup>	100,0	Terrakomp GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0
strotög GmbH Strom für Töging, DE, Töging am Inn <sup>5)</sup>	50,0	THB Thüringer Breitband GmbH, DE, Weimar <sup>2)</sup>	100,0
SüdWasser GmbH, DE, Erlangen <sup>2)</sup>	100,0	The Power Generation Company Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
SULPUR Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Erfurt KG i.L., DE, Schönefeld <sup>2)</sup>	83,3	Thor Cogeneration Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Sunshine 1 S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0	Thor Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Surschiste, S.A., FR, Mazingarbe <sup>2)</sup>	100,0	Thüringer Energie Netzservice Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0
SV Civitella S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	Thüringer Energie Netzservice GmbH & Co. KG, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0
SV VII S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	Thüringer Netkom GmbH, DE, Weimar <sup>2)</sup>	100,0
Svensk Kärnbränslehantering AB, SE, Stockholm <sup>5)</sup>	34,0	Tipton Wind, LLC, US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0
Svenskt Gastekniskt Center AB, SE, Malmö <sup>5)</sup>	30,0	TPG Wind Limited, GB, Coventry <sup>4)</sup>	50,0
SVH Schlackenverwertung Helmstedt GmbH, DE, Helmstedt <sup>5)</sup>	50,0	Tractaments de Juneda, S.A., ES, Lérida <sup>4)</sup>	26,4
SVH Stromversorgung Haar GmbH, DE, Haar, Landkreis München <sup>5)</sup>	50,0	Trans Adriatic Pipeline AG, CH, Baar <sup>5)</sup>	15,0
		TREA Breisgau Betriebsgesellschaft mbH, DE, Eschbach <sup>2)</sup>	74,9
		TREA Breisgau Energieverwertung GmbH, DE, Eschbach <sup>5)</sup>	30,0
		TXU Europe (AH Online) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
		TXU Europe (AHG) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) ·  
 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht  
 bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 ·  
 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
TXU Europe (AHGD) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Wasser GmbH Salzhemmendorf, DE, Salzhemmendorf <sup>5)</sup>	49,0
TXU Europe (AHST) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Wasser- und Abwassergesellschaft Vienenburg mbH, DE, Vienenburg <sup>5)</sup>	49,0
TXU Europe Group Trustee Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Wasserkraftnutzung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Müden/Aller <sup>5)</sup>	50,0
Überlandwerk Leinetal GmbH, DE, Gronau <sup>5)</sup>	48,0	Wasserversorgung Sarstedt GmbH, DE, Sarstedt <sup>5)</sup>	49,0
Umspannwerk Miltzow-Mannhagen GbR, DE, Horst <sup>5)</sup>	36,8	Wasserwerk Gifhorn Beteiligungs-GmbH, DE, Gifhorn <sup>5)</sup>	49,8
Umwelt- und Wärmeenergiegesellschaft Strasburg GmbH, DE, Strasburg <sup>2)</sup>	100,0	Wasserwerk Gifhorn GmbH & Co KG, DE, Gifhorn <sup>5)</sup>	49,8
Unión de Generadores de Energía, S.A., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	50,0	Wasserwerks-Betriebsgemeinschaft Klein Heidorn GbR, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>5)</sup>	50,0
Untere Iller AG, DE, Landshut <sup>2)</sup>	60,0	Wasserwirtschafts- und Betriebsgesellschaft Grafenwöhr GmbH, DE, Grafenwöhr <sup>5)</sup>	49,0
Uranit GmbH, DE, Jülich <sup>3)</sup>	50,0	WAZV-Abwasserentsorgung GmbH, DE, Nentershausen <sup>5)</sup>	49,0
Utilities Center Maasvlakte Leftbank b.v., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	WEA Schönerlinde GbR mbH Kiepsch & Bosse & Beteiligungsges. e.disnatur mbH, DE, Berlin <sup>2)</sup>	70,0
Utility Debt Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Weißmalkraftwerk Röhrenhof Aktiengesellschaft, DE, Berneck <sup>2)</sup>	93,5
Valencia Solar LLC, US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0	Western Gas Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
VEBA Electronics LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, DE, Salzgitter <sup>1)</sup>	50,2
VEBACOM Holdings LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	WEVG Verwaltungs GmbH, DE, Salzgitter <sup>2)</sup>	50,2
Venado Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	WGS Warmegesellschaft mbH Saalfeld, DE, Saalfeld <sup>5)</sup>	24,0
Verkehrs-Servicegesellschaft Paderborn/Höxter mbH, DE, Paderborn <sup>2)</sup>	55,5	Wildcat Wind Farm I, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH, DE, Waldbüttelbrunn <sup>5)</sup>	49,0	Wildcat Wind Farm II, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, DE, Helgoland <sup>5)</sup>	49,0	WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GmbH, DE, Kaiser-Wilhelm-Koog <sup>2)</sup>	80,0
Versorgungskasse Energie (VVG), DE, Hannover <sup>1)</sup>	94,0	Windkraft Thüringen GmbH, DE, Ilmenau <sup>2)</sup>	14,3
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, DE, Karlstein <sup>5)</sup>	20,0	Windpark Anhalt-Süd (Köthen) OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	83,3
Veszprém-Kogeneráció Energiatermelő Zrt., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0	Windpark Mutzschen OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	77,8
VEW-VKR Fernwärmeleitung Shamrock-Bochum GbR, DE, Gelsenkirchen-Buer <sup>2)</sup>	55,1	Windpark Naundorf OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	66,7
Visioncash, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Windy Hills Limited, GB, Country Tyrone <sup>1)</sup>	100,0
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft, DE, Wolfsburg <sup>3)</sup>	95,0	WPG Westfälische Propan-GmbH, DE, Detmold <sup>5)</sup>	22,2
Wärme- und Wasserversorgung Friedensstadt GmbH, DE, Trebbin <sup>5)</sup>	50,0	WVM Wärmeversorgung Maßbach GmbH, DE, Maßbach <sup>5)</sup>	22,2
Wärmeversorgung Schenefeld GmbH, DE, Schenefeld <sup>5)</sup>	40,0	Yorkshire Windpower Limited, GB, Coventry <sup>4)</sup>	50,0
Wärmeversorgung Sollstedt GmbH, DE, Sollstedt <sup>5)</sup>	49,0	ZAO Gazprom YRGM Development, RU, Salekhard <sup>7)</sup>	25,0
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, DE, Königs Wusterhausen <sup>2)</sup>	50,1	Západoslovenská energetika a.s. (ZSE), SK, Bratislava <sup>4)</sup>	49,0
Warmtebedrijf Exploitatie N.V., NL, Rotterdam <sup>5)</sup>	50,0		

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2012)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
<b>Sondervermögen</b>	
ACTIVEST A 5 Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
ACTIVEST B 18 Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
E.ON Treasury 1, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
EBW Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
EDEN Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
GRP Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
GSB Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
GSBW 1 Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
HANSE 2 Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
MEA Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
ON Balance 1 Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
OP-ONE Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
SEW Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
TASSILO Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
VKE Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0
WEB Fonds, DE, Unterföhring <sup>7)</sup>	100,0

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
<b>Übrige Beteiligungen</b>			
AB Lesto, LT, Vilnius <sup>6), 9)</sup>	11,8	1.022,0	-13,5
Bloom Energy Corporation, US, Wilmington <sup>6)</sup>	0,2	91,5	-23,6
Baumgarten-Oberkappel-Gasleitungsgesellschaft m.b.H., AT, Wien <sup>6)</sup>	15,0	37,5	22,0
Enovos International S.A., LU, Esch-sur-Alzette <sup>6)</sup>	10,0	717,3	40,3
Transitgas AG, CH, Zürich <sup>6)</sup>	3,0	88,9	2,6
Holdigaz SA, CH, Vevey <sup>6), 10)</sup>	2,2	85,1	18,4
Powernext, S.A., FR, Paris <sup>6)</sup>	5,0	18,8	5,1
European Energy Exchange AG, DE, Leipzig <sup>6)</sup>	3,5	57,6	7,5
Electrorisk Verzekeringsmaatschappij N.V., NL, Rotterdam <sup>6)</sup>	18,9	11,3	0,3
Forsmarks Kraftgrupp AB, SE, Östhammar <sup>6), 9)</sup>	8,5	37,2	0,0
Teplárna Strakonice, a.s., CZ, Strakonice <sup>6)</sup>	1,8	19,9	0,3

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) Assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) Übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr

### Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von E.ON-Aufsichtsratsmitgliedern)

#### Werner Wenning

Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

Vorsitzender des Aufsichtsrats der Bayer AG

- Bayer AG (Vorsitz)
- Deutsche Bank AG
- HDI V.a.G.
- Talanx AG
- Henkel AG & Co. KGaA (Gesellschafterausschuss)
- Freudenberg & Co. KG (Gesellschafterausschuss)

#### Prof. Dr. Ulrich Lehner

Mitglied des Gesellschafterausschusses der Henkel AG & Co. KGaA, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

- Deutsche Telekom AG (Vorsitz)
- Henkel Management AG
- Porsche Automobil Holding SE
- ThyssenKrupp AG
- Dr. Oetker KG (Beirat)
- Henkel AG & Co. KGaA (Gesellschafterausschuss)
- Novartis AG (Verwaltungsrat)

#### Erhard Ott

Mitglied des Bundesvorstands ver.di, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

- Bremer Lagerhaus-Gesellschaft AG

#### Werner Bartoschek

(bis 15. November 2012)

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der E.ON Ruhrgas AG

- E.ON Ruhrgas AG

#### Sven Bergelin

(bis 15. November 2012)

Bundesfachgruppenleiter Energie und Bergbau ver.di

- E.ON Energie AG
- E.ON Kernkraft GmbH

#### Oliver Biniek

(bis 15. November 2012)

Vorsitzender des Betriebsrats der E.ON Anlagenservice GmbH

- E.ON Anlagenservice GmbH
- E.ON Generation GmbH

#### Gabriele Gratz

Vorsitzende des Betriebsrats der E.ON Ruhrgas AG

- E.ON Ruhrgas AG

#### Ulrich Hocker

(bis 15. November 2012)

Präsident der Deutsche Schutzvereinigung für Wertpapierbesitz e.V. (DSW)

- Deutsche Telekom AG (bis 24. Mai 2012)
- Feri Finance AG
- Gildemeister AG
- Phoenix Mecano AG (Präsident des Verwaltungsrats)

#### Baroness Denise Kingsmill CBE

Anwältin, Mitglied im britischen Oberhaus

- APR Energy plc
- Betfair plc (bis Oktober 2012)
- International Consolidated Airlines Group S.A.
- Korn/Ferry International Limited (bis September 2012)

#### Eugen-Gheorghe Luha

(seit 15. November 2012)

Vorsitzender des Gas-Gewerkschaftsverbands Gaz România, Vorsitzender der Arbeitnehmervertreter Rumänien

#### Bård Mikkelsen

(bis 15. November 2012)

Kaufmann, ehemaliger Präsident und Vorsitzender des Vorstands der Statkraft AS

- Bore Tech AB (Vorsitz) (bis 1. September 2012)
- Clean Energy Invest AS (Vorsitz)
- Ganger Rolf ASA/Bonheur ASA (Gesellschafterausschuss)
- Powel AS (Vorsitz)
- Saferoad AS
- Store Norske Spitsbergen Kulkompani AS (Vorsitz) (bis 14. Juni 2012)

#### René Obermann

Vorsitzender des Vorstands der Deutschen Telekom AG

- T-Systems International GmbH (Vorsitz)
- T-Mobile US Inc. (Vorsitz)

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2012 oder auf den Zeitpunkt des Ausscheidens aus dem Aufsichtsrat von E.ON.

• Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG

• Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

### Hans Prüfer

(bis 15. November 2012)

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der  
 E.ON Avacon AG

### Klaus Dieter Raschke

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats  
 der E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG
- E.ON Kernkraft GmbH
- E.ON Generation GmbH
- Versorgungskasse Energie VVaG

### Dr. Walter Reitler

(bis 15. November 2012)

Vorsitzender Konzernsprecherausschuss  
 der E.ON AG

- E.ON Energie AG

### Hubertus Schmoldt

(bis 15. November 2012)

Volkswirt

- Bayer AG (bis 27. April 2012)
- DOW Olefinverbund GmbH
- RAG Aktiengesellschaft

### Eberhard Schomburg

(seit 15. November 2012)

Vorsitzender des SE-Betriebsrats

- E.ON Energie AG
- E.ON Kraftwerke GmbH

### Dr. Henning Schulte-Noelle

(bis 15. November 2012)

Ehemaliger Vorsitzender des  
 Aufsichtsrats der Allianz SE

- Allianz SE (Vorsitz) (bis 9. Mai 2012)

### Dr. Karen de Segundo

Juristin

- British American Tobacco plc
- Lonmin plc
- Pöyry Oyj

### Dr. Theo Siegert

Geschäftsführender Gesellschafter  
 de Haen-Carstanjen & Söhne

- Deutsche Bank AG (bis 31. Mai 2012)
- Henkel AG & Co. KGaA
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd. (Verwaltungsrat)
- E. Merck OHG (Gesellschafterrat)

### Willem Vis

(seit 15. November 2012)

Leiter Aus- und Weiterbildung  
 Erzeugung E.ON Benelux N.V.

### Dr. Georg Frhr. von Waldenfels

(bis 15. November 2012)

Rechtsanwalt

- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- Rothenbaum Sport GmbH (Vorsitz)  
 (bis 15. November 2012)

### Hans Wollitzer

(bis 15. November 2012)

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats  
 der E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG
- E.ON Bayern AG

### Ausschüsse des Aufsichtsrats

#### Präsidialausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender

Prof. Dr. Ulrich Lehner, stv. Vorsitzender

Erhard Ott, stv. Vorsitzender

Klaus Dieter Raschke

#### Prüfungs- und Risikoausschuss

Dr. Theo Siegert, Vorsitzender

Klaus Dieter Raschke, stv. Vorsitzender

Eberhard Schomburg

Werner Wenning

#### Finanz- und

#### Investitionsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender

Gabriele Gratz, stv. Vorsitzende

Dr. Karen de Segundo

Willem Vis

#### Nominierungsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender

Prof. Dr. Ulrich Lehner

Dr. Karen de Segundo

### Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von Vorstandsmitgliedern)

#### Dr. Johannes Teyssen

geb. 1959 in Hildesheim,  
Vorsitzender des Vorstands seit 2010  
Mitglied des Vorstands seit 2004  
Führungskräfte Konzern; Investor  
Relations; Politik & Kommunikation,  
Sustainability Management; Revision;  
Strategie & Unternehmensentwicklung

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup> (bis 30. Juni 2012)
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup> (bis 21. August 2012)
- Deutsche Bank AG
- Salzgitter AG

#### Jørgen Kildahl

geb. 1963 in Bærum, Norwegen,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Commercial Operations; Erneuerbare  
Energien; Erzeugung; Exploration &  
Produktion; Operational Efficiency;  
Optimierung & Handel

- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Generation GmbH<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>

#### Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach

geb. 1962 in Schwelm,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Corporate Incident & Crisis Management,  
Health/Safety & Environment; Engineer-  
ing & Großprojekte; E.ON Connecting  
Energies; Technologie & Innovation

- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>
- E.ON New Build & Technology GmbH<sup>1)</sup>  
(Vorsitz)
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>

#### Dr. Bernhard Reutersberg

geb. 1954 in Düsseldorf,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Koordination regionale Einheiten,  
Verteil- und Vertriebsgeschäft,  
E.ON 2.0-Programm

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Benelux N.V.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON España S.L.<sup>2)</sup>
- E.ON France S.A.S.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Hungaria Zrt.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- Nord Stream AG
- OAO E.ON Russia<sup>2)</sup> (Vorsitz)

#### Dr. Marcus Schenck

geb. 1965 in Memmingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
E.ON International Energy; Finanzen;  
Mergers & Acquisitions; Rechnungs-  
wesen & Controlling; Steuern;  
Versicherungen

- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>
- E.ON IT GmbH<sup>1)</sup>
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup> (bis 21. August 2012)
- Commerzbank AG
- SMS Group GmbH
- AXA S.A.

#### Regine Stachelhaus

geb. 1955 in Böblingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Beratung, Einkauf & Real Estate  
Management; IT; Personal (Arbeit &  
Soziales); Recht & Compliance

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup> (bis 30. Juni 2012)
- E.ON IT GmbH<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2012.

- Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) freigestellte Konzernmandate 2) weitere Konzernmandate



# **Erläuternder Bericht des Vorstands zu den Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB sowie zu den Angaben nach § 289 Abs. 5 HGB**

Der Vorstand hat sich mit den Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB im Lagebericht zum Stand 31. Dezember 2012 befasst und gibt hierzu folgende Erklärung ab:

Die im zusammengefassten Lagebericht der Gesellschaft enthaltenen Angaben zu den Übernahmehindernissen sind zutreffend und entsprechen den Kenntnissen des Vorstands. Daher beschränkt der Vorstand sich auf die folgenden Ausführungen:

Über die im Lagebericht gemachten Angaben hinaus (und gesetzliche Beschränkungen wie etwa das Stimmverbot nach § 136 des Aktiengesetzes) sind dem Vorstand keine Beschränkungen bekannt, die Stimmrechte oder die Übertragung von Aktien betreffen. Mitteilungen über Beteiligungen am Kapital der Gesellschaft, die zehn vom Hundert der Stimmrechte überschreiten, sind der Gesellschaft nicht gemacht worden und entfallen daher. Eine Beschreibung von Aktien mit Sonderrechten, die Kontrollbefugnis verleihen, entfällt, da solche Aktien nicht ausgegeben worden sind; ebenfalls entfallen kann die Erläuterung besonderer Stimmrechtskontrolle bei Beteiligungen von Arbeitnehmern, da die am Kapital der Gesellschaft beteiligten Arbeitnehmer ihre Kontrollrechte – wie andere Aktionäre auch – unmittelbar ausüben.

Soweit mit den Mitgliedern des Vorstands für den Fall eines Kontrollwechsels eine Entschädigung vereinbart ist, dient die Vereinbarung dazu, die Unabhängigkeit der Mitglieder des Vorstands zu erhalten.

Darüber hinaus hat der Vorstand sich zusätzlich mit den Angaben im zusammengefassten Lagebericht nach § 289 Abs. 5 HGB befasst. Die im zusammengefassten Lagebericht enthaltenen Angaben zu den wesentlichen Merkmalen des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess sind vollständig und umfassend.

Interne Kontrollen sind bei E.ON integraler Bestandteil der Rechnungslegungsprozesse. In einem konzernweit einheitlichen Rahmenwerk sind die Dokumentationsanforderungen und Verfahren für den Prozess der Finanzberichterstattung definiert. Die Einhaltung dieser Regelungen soll wesentliche Falschdarstellungen im Konzernabschluss, im zusammengefassten Lagebericht und in den Zwischenberichten aufgrund von Fehlern oder Betrug mit hinreichender Sicherheit verhindern.

Düsseldorf, im Februar 2013

E.ON SE  
 Der Vorstand

Dr. Teyssen	Kildahl	Prof. Dr. Maubach
Dr. Reutersberg	Dr. Schenck	Stachelhaus

Mehrjahresübersicht <sup>1)</sup>					
in Mio €	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Umsatz und Ergebnis</b>					
Umsatz	84.873	79.974	92.863	112.954	132.093
EBITDA <sup>2)</sup>	12.836	12.975	13.346	9.293	10.786
EBIT <sup>2)</sup>	9.483	9.291	9.454	5.438	7.027
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	1.621	8.669	6.281	-1.861	2.641
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	1.283	8.420	5.853	-2.219	2.217
<b>Wertentwicklung</b>					
ROACE/bis 2009 ROCE (in %)	13,6	12,2	14,4	8,4	11,1
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	9,1	9,1	8,3	8,3	7,7
Value Added <sup>3)</sup>	3.128	2.362	4.000	90	2.156
<b>Vermögensstruktur</b>					
Langfristige Vermögenswerte	108.622	113.046	106.657	102.221	96.563
Kurzfristige Vermögenswerte	48.107	39.568	46.224	50.651	43.863
Gesamtvermögen	156.729	152.614	152.881	152.872	140.426
<b>Kapitalstruktur</b>					
Eigenkapital	38.451	43.986	45.585	39.613	38.819
<i>Gezeichnetes Kapital</i>	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001
<i>Minderheitsanteile</i>	3.960	3.607	3.932	3.876	3.862
Langfristige Schulden	66.323	70.775	69.580	67.129	65.001
<i>Rückstellungen</i>	22.757	21.692	23.631	25.672	28.575
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	25.036	30.657	28.880	24.029	21.937
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	18.530	18.426	17.069	17.428	14.489
Kurzfristige Schulden	51.955	37.853	37.716	46.130	36.606
<i>Rückstellungen</i>	4.260	4.715	4.950	4.985	4.073
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	16.022	7.120	3.611	5.885	4.007
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	31.673	26.018	31.527	35.260	28.526
Gesamtkapital	156.824	152.614	152.881	152.872	140.426
<b>Cashflow/Investitionen</b>					
Operativer Cashflow <sup>4)</sup>	6.397	8.590	10.614	6.610	8.808
Zahlungswirksame Investitionen	17.756	8.655	8.286	6.524	6.997
<b>Kennziffern</b>					
Eigenkapitalquote (in %)	25	29	30	26	28
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (in %) (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	96	102	108	104	108
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	-44.946	-44.665	-37.701	-36.385	-35.879
Debt Factor <sup>5)</sup>	3,4	3,4	2,8	3,9	3,3
Operativer Cashflow in % des Umsatzes	7,8	11,1	11,4	5,9	6,7
<b>Aktie</b>					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	0,69	4,42	3,07	-1,16	1,49
Eigenkapital <sup>6)</sup> je Aktie (in €)	18,11	21,19	21,86	18,76	18,34
Höchstkurs (in €)	50,93	30,47	29,36	25,11	19,52
Tiefstkurs (in €)	23,50	18,19	21,13	12,88	13,80
Jahresendkurs <sup>7)</sup> (in €)	28,44	29,23	22,94	16,67	14,09
Dividende je Aktie <sup>8)</sup> (in €)	1,50	1,50	1,50	1,00	1,10
Dividendensumme	2.857	2.858	2.858	1.905	2.097
Marktkapitalisierung <sup>7), 9)</sup> (in Mrd €)	54,2	55,7	43,7	31,8	26,9
<b>Langfristiges Rating der E.ON SE</b>					
Moody's	A2	A2	A2	A3	A3
Standard & Poor's	A	A	A	A	A-
<b>Mitarbeiter</b>					
Mitarbeiter (31. Dezember)	90.428	85.108	85.105	78.889	72.083

1) um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasste Werte · 2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte · 3) ab 2010 Ausweis auf Basis der Stichtagsbetrachtung · 4) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten · 5) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und EBITDA · 6) Anteil der Gesellschafter der E.ON SE · 7) Ende Dezember · 8) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2012 · 9) auf Basis ausstehender Aktien

## Finanzglossar

### ADR

Abkürzung für: American Depositary Receipts. ADR werden von US-amerikanischen Banken ausgestellt und sind handelbare Aktienzertifikate über nicht-amerikanische Aktien. ADR erleichtern nicht-amerikanischen Unternehmen den Zugang zu US-Investoren.

### Anleihe

Inhaberschuldverschreibung, die das Recht auf Rückzahlung des Nennwertes zuzüglich einer Verzinsung verbrieft. Anleihen werden von der „öffentlichen Hand“, von Kreditinstituten oder Unternehmen begeben und über Banken verkauft. Sie dienen dem Emittenten zur mittel- und langfristigen Finanzierung durch Fremdkapital.

### At-equity-Bilanzierung

Verfahren zur Berücksichtigung von Beteiligungsgesellschaften, die nicht auf Basis einer Vollkonsolidierung mit allen Aktiva und Passiva in den Konzernabschluss einbezogen werden. Hierbei wird der Beteiligungsbuchwert um die Entwicklung des anteiligen Eigenkapitals der Beteiligung fortgeschrieben. Diese Veränderung geht in die Gewinn- und Verlustrechnung der Eigentümergesellschaft ein.

### Beta-Faktor

Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum Gesamtmarkt (Beta größer 1 = höheres Risiko, Beta kleiner 1 = niedrigeres Risiko).

### Capital Employed

Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital vom betrieblich gebundenen Anlage- und Umlaufvermögen der Geschäftsfelder abgezogen. Hierbei werden die übrigen Beteiligungen nicht zu Marktwerten, sondern zu ihren Anschaffungskosten angesetzt.

### Commercial Paper (CP)

Kurzfristige Schuldverschreibungen von Unternehmen und Kreditinstituten. CP werden im Regelfall auf abgezinster Basis emittiert. Die Rückzahlung erfolgt dann zum Nennbetrag.

### Contractual Trust Arrangement (CTA)

Treuhandmodell für die Finanzierung von Pensionsrückstellungen. Im Rahmen des CTA überträgt das Unternehmen sicherungshalber für die Erfüllung seiner Pensionsverpflichtungen Vermögen auf einen unabhängigen und rechtlich selbstständigen Treuhänder.

### Credit Default Swap (CDS)

Finanzinstrument zur Absicherung von Ausfallrisiken bei Krediten, Anleihen oder Schuldnernamen.

### Debt Factor

Verhältnis von wirtschaftlicher Netto-Verschuldung zu EBITDA. Der Debt Factor dient als Steuerungsgröße für die Kapitalstruktur.

### Debt-Issuance-Programm

Vertraglicher Rahmen und Musterdokumentation für die Begebung von Anleihen im In- und Ausland.

### Discontinued Operations

Nicht fortgeführte Aktivitäten – abgrenzbare Geschäftseinheiten, die zum Verkauf bestimmt sind oder bereits veräußert wurden. Sie unterliegen besonderen Ausweisregeln.

### EBIT

Das von E.ON verwendete EBIT (Earnings before Interest and Taxes) ist ein bereinigtes Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben (vergleiche neutrales Ergebnis).

### EBITDA

Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – entspricht dem von E.ON verwendeten EBIT vor Abschreibungen beziehungsweise Amortisation. Das EBITDA ist unsere wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte.

### Eigenkapitalverzinsung

Bei der Eigenkapitalverzinsung handelt es sich um die Verzinsung, die ein Eigenkapitalinvestor aus der Anlage (hier: in E.ON-Aktien) erhält. Diese Verzinsung berechnet sich nach Unternehmenssteuern, aber vor der individuellen Versteuerung auf Ebene des Investors.

### Equity-Bewertung

(siehe At-equity-Bilanzierung)

### Fair Value

Wert, zu dem Vermögensgegenstände, Schulden und derivative Finanzinstrumente zwischen sachverständigen, vertragswilligen und voneinander unabhängigen Geschäftspartnern gehandelt würden.

### Finanzderivate

Vertragliche Vereinbarungen, die sich auf einen Basiswert (zum Beispiel Referenzzinssätze, Wertpapierpreise, Rohstoffpreise etc.) und einen Nominalbetrag (zum Beispiel Fremdwährungsbetrag, bestimmte Anzahl von Aktien etc.) beziehen.

**Geschäfts- oder Firmenwert (Goodwill)**

Im Konzernabschluss aus der Kapitalkonsolidierung nach Auflösung stiller Reserven/Lasten resultierender Wert aus der Aufrechnung des Beteiligungsbuchwertes der Muttergesellschaft mit dem anteiligen Eigenkapital der Tochtergesellschaft.

**Grundkapital**

Aktienkapital einer Aktiengesellschaft, entspricht zahlenmäßig dem Nennwert aller ausgegebenen Aktien. In der Bilanz wird es als gezeichnetes Kapital auf der Passivseite ausgewiesen.

**Impairment-Test**

Werthaltigkeitsprüfung, bei der der Buchwert eines Vermögensgegenstands mit seinem erzielbaren Betrag (Fair Value) verglichen wird. Für den Fall, dass der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet, ist eine außerplanmäßige Abschreibung (Impairment) auf den Vermögensgegenstand vorzunehmen. Von besonderer Bedeutung für Firmenwerte (Goodwill), die mindestens einmal jährlich einem solchen Impairment-Test zu unterziehen sind.

**International Financial Reporting Standards (IFRS)**

Internationale Rechnungslegungsvorschriften, die aufgrund der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates von kapitalmarktorientierten EU-Unternehmen für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2005 beginnen, – spätestens jedoch ab 2007 – anzuwenden sind.

**Investitionen**

Zahlungswirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung.

**Kapitalflussrechnung**

Die Kapitalflussrechnung dient der Ermittlung und Darstellung des Zahlungsmittelflusses, den ein Unternehmen in einem Geschäftsjahr aus laufender Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit erwirtschaftet oder verbraucht hat.

**Kapitalkosten**

Kapitalkosten für das eingesetzte Kapital werden als gewichteter Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten ermittelt (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in Aktien erwarten. Die Fremdkapitalkosten orientieren sich an den Marktkonditionen für Kredite und Anleihen. In den Fremdkapitalkosten wird berücksichtigt, dass Fremdkapitalzinsen steuerlich abzugsfähig sind (Tax Shield).

**Kaufpreisverteilung**

Aufteilung des Kaufpreises nach einer Unternehmensakquisition auf die einzelnen Vermögensgegenstände und Schulden.

**Konsolidierung**

Der Konzernabschluss wird so aufgestellt, als ob alle Konzernunternehmen ein rechtlich einheitliches Unternehmen bilden. Alle Aufwendungen und Erträge sowie Zwischenergebnisse aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Transaktionen zwischen den Konzernunternehmen werden durch Aufrechnung (Aufwands- und Ertrags- sowie Zwischenergebniskonsolidierung) eliminiert. Beteiligungen an Konzernunternehmen werden gegen deren Eigenkapital aufgerechnet (Kapitalkonsolidierung) und alle konzerninternen Forderungen und Verbindlichkeiten eliminiert (Schuldenkonsolidierung), da solche Rechtsverhältnisse innerhalb einer juristischen Person nicht existieren. Aus der Summierung und Konsolidierung der verbleibenden Posten der Jahresabschlüsse ergeben sich die Konzernbilanz und die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung.

**Nachhaltiger Konzernüberschuss**

Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Minderheitsanteilen, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen – neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten – Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (nach Steuern und Minderheitsanteilen). Darüber hinaus werden außergewöhnliche Steuereffekte und das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten beim bereinigten Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

**Netto-Finanzposition**

Saldo aus einerseits liquiden Mitteln und langfristigen Wertpapieren sowie andererseits Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten und Beteiligungsverhältnissen.

**Neutrales Ergebnis**

Das neutrale Ergebnis enthält Geschäftsvorfälle, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben. Hierzu zählen vor allem Buchgewinne und -verluste aus größeren Desinvestitionen sowie Restrukturierungsaufwendungen (vergleiche EBIT).

**Operativer Cashflow**

Aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten erwirtschafteter Mittelzufluss/-abfluss.

**Option**

Recht, den zugrunde liegenden Optionsgegenstand (beispielsweise Wertpapiere oder Devisen) zu einem vorweg fest vereinbarten Preis (Basispreis) zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise in einem bestimmten Zeitraum vom Kontrahenten (Stillhalter) zu kaufen (Kaufoption/Call) oder an ihn zu verkaufen (Verkaufsoption/Put).

### Profit at Risk (PaR)

Risikomaß, das die potenzielle negative Abweichung von der erwarteten Marge aufgrund von Marktpreisveränderungen angibt, die mit einer gegebenen Konfidenzwahrscheinlichkeit (zum Beispiel 95 Prozent) über die Haltedauer in Abhängigkeit von der Marktliquidität nicht überschritten wird. Die wesentlichen Marktpreise sind hierbei Strom-, Gas-, Kohle- und CO<sub>2</sub>-Preise.

### Purchase Price Allocation

(siehe Kaufpreisverteilung)

### Rating

Klassifikation kurz- und langfristiger Schuldtitel oder Schuldner entsprechend der Sicherheit der zukünftigen Zins- und Tilgungszahlungen in Bonitätsklassen oder Ratingkategorien. Die Hauptfunktion eines Ratings ist, Transparenz und somit Vergleichbarkeit für Investoren und Gläubiger hinsichtlich des Ausfallrisikos einer Finanzanlage zu schaffen.

### Rechnungsabgrenzungsposten

Eine im Jahresabschluss auszuweisende Position, die der zeitlichen Abgrenzung von Aufwendungen und Erträgen dient. Dabei können sowohl auf der Aktivseite (Ausgabe vor Bilanzstichtag, aber Aufwand nach Bilanzstichtag) als auch auf der Passivseite (Einnahme vor Bilanzstichtag, aber Ertrag nach Bilanzstichtag) Rechnungsabgrenzungsposten entstehen.

### ROACE

Return on Average Capital Employed – Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle des operativen Geschäfts. Der ROACE wird als Quotient aus dem EBIT und dem durchschnittlich investierten Kapital (Average Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Vermögen wider.

### ROCE

Return on Capital Employed – Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle. Der ROCE wird als Quotient aus dem EBIT und dem investierten Kapital (Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Vermögen wider.

### Stock Appreciation Rights (SAR)

SAR sind virtuelle Aktienoptionen, bei denen die Vergütung nicht in Aktien, sondern als Barvergütung erfolgt. Der Ausübungsgewinn entspricht der Differenz zwischen dem Kurs der E.ON-Aktie zum Zeitpunkt der Ausübung und dem Basispreis der virtuellen Aktienoption.

### Syndizierte Kreditlinie

Von einem Bankenkonsortium verbindlich zugesagte Kreditlinie.

### Tax Shield

Berücksichtigt den Entlastungseffekt von Fremdkapitalzinsen auf die Steuerschuld bei der Ermittlung von Kapitalkosten.

### Value Added

Zentraler Indikator für den absoluten Wertbeitrag einer Periode. Als Residualgewinn drückt er den Erfolgsüberschuss aus, der über die Kosten des Eigen- und Fremdkapitals hinaus erwirtschaftet wird. Der Value Added wird als Produkt von Rendite-Spread (ROCE – Kapitalkosten) und Kapitaleinsatz (Capital Employed) berechnet.

### Value at Risk (VaR)

Risikomaß, das den potenziellen Verlust angibt, den ein Portfolio mit einer gegebenen Konfidenzwahrscheinlichkeit (zum Beispiel 99 Prozent) über eine bestimmte Haltedauer (zum Beispiel einen Tag) nicht überschreiten wird. Aufgrund von Korrelationen zwischen einzelnen Transaktionen ist das Risiko eines Portfolios in der Regel geringer als die Summe der individuellen Risiken.

### Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste

Die versicherungsmathematische Berechnung der Pensionsrückstellungen beruht im Wesentlichen auf zu prognostizierten Parametern (wie zum Beispiel den Lohn- und Rententwicklungen). Wenn sich die tatsächlichen Entwicklungen später von den Annahmen unterscheiden, resultieren daraus versicherungsmathematische Gewinne oder Verluste.

### Werthaltigkeitsprüfung

(siehe Impairment-Test)

### Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

Kennziffer, die die Netto-Finanzposition um die Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement) sowie um die Pensionsrückstellungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen erweitert, wobei Vorauszahlungen an den schwedischen Nuklearfonds abgezogen werden.

### Working Capital

Finanzkennzahl, die sich aus dem operativen Umlaufvermögen abzüglich der kurzfristigen operativen Verbindlichkeiten ergibt.

**Weitere Informationen**

E.ON SE  
E.ON-Platz 1  
40479 Düsseldorf

T 02 11-45 79-0  
F 02 11-45 79-5 01  
info@eon.com  
www.eon.com

Für Journalisten  
T 02 11-45 79-4 53  
presse@eon.com

Für Analysten und Aktionäre  
T 02 11-45 79-3 45  
investorrelations@eon.com

Für Anleiheinvestoren  
T 02 11-45 79-5 63  
creditorrelations@eon.com

**Produktion:****Satz:****Druck:**

Jung Produktion, Düsseldorf  
Addon Technical Solutions, Düsseldorf  
Aumüller Druck, Regensburg



Das für diesen Geschäftsbericht verwendete Papier wurde aus Zellstoffen hergestellt, die aus verantwortungsvoll bewirtschafteten und gemäß den Bestimmungen des Forest Stewardship Council zertifizierten Forstbetrieben stammen.

## Finanzkalender

3. Mai 2013	Hauptversammlung 2013
6. Mai 2013	Dividendenzahlung
8. Mai 2013	Zwischenbericht Januar – März 2013
13. August 2013	Zwischenbericht Januar – Juni 2013
13. November 2013	Zwischenbericht Januar – September 2013
12. März 2014	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2013
30. April 2014	Hauptversammlung 2014
2. Mai 2014	Dividendenzahlung
13. Mai 2014	Zwischenbericht Januar – März 2014
13. August 2014	Zwischenbericht Januar – Juni 2014
12. November 2014	Zwischenbericht Januar – September 2014



