

# Geschäftsbericht 2011

# E.ON-Konzern in Zahlen<sup>1)</sup>

in Mio €	2011	2010	+/- %
Stromabsatz <sup>2)</sup> (in Mrd kWh)	1.144,8	1.030,4	+11
Gasabsatz <sup>2)</sup> (in Mrd kWh)	1.718,1	1.342,4	+28
Umsatz	112.954	92.863	+22
EBITDA <sup>3)</sup>	9.293	13.346	-30
EBIT <sup>3)</sup>	5.438	9.454	-42
Konzernfehlbetrag/-überschuss	-1.861	6.281	-130
Konzernfehlbetrag/-überschuss der Gesellschafter der E.ON AG	-2.219	5.853	-138
Nachhaltiger Konzernüberschuss <sup>3)</sup>	2.501	4.882	-49
Investitionen	6.524	8.286	-21
Operativer Cashflow <sup>4)</sup>	6.610	10.614	-38
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31.12.)	-36.385	-37.701	+1.316 <sup>5)</sup>
Debt Factor <sup>6)</sup>	3,9	2,8	+1,1 <sup>5)</sup>
Eigenkapital	39.613	45.585	-13
Bilanzsumme	152.872	152.881	-
ROACE (in %)	8,4	14,4	-6,0 <sup>7)</sup>
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	8,3	8,3	-
Kapitalkosten nach Steuern (in %)	6,1	6,1	-
Value Added	90	4.000	-98
Mitarbeiter (31.12.)	78.889	85.105	-7
Ergebnis je Aktie <sup>8), 9)</sup> (in €)	-1,16	3,07	-
Eigenkapital je Aktie <sup>8), 9)</sup> (in €)	18,76	21,87	-14
Dividende je Aktie <sup>10)</sup> (in €)	1,00	1,50	-33
Dividendensumme	1.905	2.858	-33
Marktkapitalisierung <sup>9)</sup> (in Mrd €)	31,8	43,7	-27

- 1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
- 2) einschließlich Handelsabsatz
- 3) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Glossar)
- 4) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
- 5) Veränderung in absoluten Werten
- 6) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und EBITDA
- 7) Veränderung in Prozentpunkten
- 8) Anteil der Gesellschafter der E.ON AG
- 9) auf Basis ausstehender Aktien
- 10) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2011

## 2 Brief des Vorstandsvorsitzenden

## 4 E.ON-Aktie

## 6 Zusammengefasster Lagebericht

6 Geschäft und Rahmenbedingungen

24 Ertragslage

36 Finanzlage

40 Vermögenslage

41 Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON AG

42 Corporate Sustainability

43 Mitarbeiter

47 Technologie und Innovation

50 Risikobericht

60 Prognosebericht

## 66 Konzernabschluss

66 Bestätigungsvermerk

68 Gewinn- und Verlustrechnung

69 Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten  
Erträge und Aufwendungen

70 Bilanz

72 Kapitalflussrechnung

74 Entwicklung des Konzerneigenkapitals

76 Anhang

158 Versicherung der gesetzlichen Vertreter

159 Anteilsbesitzliste

## 174 Corporate-Governance-Bericht

174 Erklärung zur Unternehmensführung<sup>1)</sup>

180 Vergütungsbericht<sup>1)</sup>

## 190 Aufsichtsrat und Vorstand

190 Bericht des Aufsichtsrats

194 Aufsichtsratsmitglieder

196 Angaben zu Übernahmehindernissen<sup>1)</sup>

199 Internes Kontrollsystem zum Rechnungs-  
legungsprozess<sup>1)</sup>

202 Erläuternder Bericht des Vorstands

203 Vorstandsmitglieder

## 204 Tabellen und Erläuterungen

204 Mehrjahresübersicht

205 Finanzglossar

209 Finanzkalender

<sup>1)</sup> Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts

*Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,*

trotz eines schwierigen Umfelds – geprägt von schwacher Energienachfrage mit negativen Effekten für Auslastung, Preise und Margen, hohem Wettbewerbsdruck im Gashandel und der vorzeitigen Abschaltung einiger unserer deutschen Kernkraftwerke – ist es E.ON im Geschäftsjahr 2011 gelungen, die Umsetzung der neuen Konzernstrategie voranzutreiben und im Rahmen des Programms E.ON 2.0 die ersten wichtigen Schritte hin zu einer deutlich effizienteren Struktur zu gehen.

Unser EBITDA wird von zwei wesentlichen Effekten geprägt: der einmaligen Belastung durch die vorzeitige Abschaltung von Kernkraftwerken in Deutschland in Höhe von 1,5 Mrd € und einem hohen dreistelligen Millionenverlust im Gashandel. Vor allem diese Effekte hatten zum Halbjahr 2011 eine Korrektur unserer Ergebniserwartung erforderlich gemacht. Das Jahresergebnis liegt im Rahmen dieser angepassten Erwartungen. Der Umsatz stieg auf rund 113 Mrd €, unser EBITDA des Geschäftsjahres 2011 lag mit 9,3 Mrd € um 30 Prozent unter dem hohen Vorjahresniveau, der nachhaltige Konzernüberschuss lag bei 2,5 Mrd €. Wir werden der Hauptversammlung dennoch die Ausschüttung einer Bardividende für das Geschäftsjahr 2011 in Höhe von 1,00 € je Aktie vorschlagen. Darüber hinaus plant E.ON, für das Geschäftsjahr 2012 eine Dividende von 1,10 € sowie für 2013 von mindestens 1,10 € pro Aktie auszuschütten.

Damit wir auch in Zukunft über die hierfür notwendige Ertragskraft verfügen, richten wir unser Geschäft konsequent auf die Zukunft hin aus. Basis ist unsere Strategie cleaner & better energy mit den vier Säulen Fokussierung in Europa, Erhöhung der Performance durch Effizienzsteigerung und Verbesserung der Organisation, Optimierung unserer Investitionsstrategie sowie gezieltes Wachstum außerhalb Europas. Auf allen Feldern haben wir 2011 signifikante Fortschritte gemacht.

In Europa fokussieren wir unsere Geschäfte und nutzen konsequent die Chancen, die sich aus der Transformation des europäischen Energiesystems ergeben. Erneuerbare Energien und insbesondere Offshore-Wind sind hier die Wachstumsfelder. Unsere Vorreiterrolle in diesem Bereich wurde im vergangenen Jahr mit der Auszeichnung „Global Energy Award“ in der Kategorie „Grüner Stromerzeuger des Jahres“ gewürdigt. Wie in den vergangenen Jahren werden wir auch in den nächsten fünf Jahren 7 Mrd € in den Ausbau Erneuerbarer Energien investieren, darunter mehr als 2 Mrd € für den Bau von drei großen Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee. Zukünftig beabsichtigen wir, alle 18 Monate einen neuen Offshore-Windpark in Betrieb zu nehmen und dabei zugleich die Kosten für Bau und Betrieb der Anlagen weiter signifikant zu senken. Zusammen mit einer sorgfältigen Standortwahl und Planung sichert das nachhaltig attraktive Projektrenditen. Auch das Thema Dezentrale Energie hat das Potenzial, eine wichtige Rolle in der Energiewelt der Zukunft zu spielen. Hier entwickelt ein konzernübergreifendes Expertenteam derzeit eine Strategie, um E.ONs Wachstum auf diesem Feld voranzutreiben.

Für konventionelle Kraftwerke hat sich das Umfeld in der Mehrzahl der europäischen Märkte allerdings negativ entwickelt. Die Wirtschaftslage dämpft temporär die Nachfrage nach Strom und führt zu deutlich geringeren Margen und Auslastungen unserer Kraftwerke. Vor allem in unseren Märkten in Südeuropa, aber auch in Benelux und in Mitteleuropa haben wir daher derzeit mit Überkapazitäten, niedrigen Strompreisen und stark verringerten Margen vor allem in der Erzeugung zu tun und mussten insofern 2011 auf unsere Geschäfte eine Wertberichtigung in Höhe von insgesamt rund 3 Mrd € vornehmen. Wir werden daher unser konventionelles Kraftwerksportfolio weiter optimieren: Wir senken die Kosten, steigern dort, wo es geht, die Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes und werden wenn nötig auch die vorübergehende oder endgültige Schließung von Standorten prüfen.

Auf gravierend veränderte Marktbedingungen reagieren wir auch im Bereich Erdgas. Die Erschließung von neuen, unkonventionellen Vorkommen hat das internationale Marktgefüge massiv verändert, verursacht zumindest aktuell Überkapazitäten und setzt unser Geschäft unter enormen Druck. Organisatorisch besitzt daher auch die traditionelle Trennung von Gaseinkaufs-, Gasspeicher- und LNG-Aktivitäten auf der einen und dem Handelsgeschäft auf der anderen Seite keine Vorteile mehr. Wir werden diese Bereiche zusammenführen und Synergiepotenziale besser nutzen, beispielsweise indem wir unsere Anlagen und Verträge integriert vermarkten und einheitlich am Markt auftreten. Bei der Anpassung unserer langfristigen Gaseinkaufsverträge mit den Produzenten an das neue Marktumfeld haben wir unterdessen weitere Fortschritte gemacht. 2011 ist es uns gelungen, für rund 40 Prozent unserer langfristig kontrahierten Gasmengen günstigere Konditionen zu verhandeln. Wir gehen weiterhin davon aus, dass wir im Jahr 2013 alle unsere langfristigen Gaseinkaufsverträge auf ein wettbewerbsfähiges Niveau bringen können.

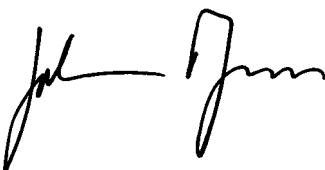
In Europa stehen die Zeichen auf Konsolidierung. Wachstumsmöglichkeiten sehen wir vor allem außerhalb Europas. In zwei Märkten – im Bereich Onshore-Wind in Nordamerika und im Bereich Erzeugung in Russland – sind wir bereits sehr erfolgreich. In Nordamerika ist unser mittlerweile 17. Windpark im Bau, mit über 2.200 Megawatt Kapazität zählen wir zu den Top 5 der Windenergieerzeuger im US-amerikanischen Markt. In Russland haben wir bis Ende 2011 drei hochmoderne gasbetriebene Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtkapazität von 1.200 Megawatt in Betrieb genommen, all diese Anlagen bieten uns attraktive Kapitalrenditen. Zahlreiche weitere Regionen der Welt stehen vor der Herausforderung, genügend Strom für ihr starkes Wirtschaftswachstum bereitzustellen. In Brasilien streben wir durch die strategische Partnerschaft mit dem brasilianischen Unternehmen MPX einen ersten Schritt an. Gemeinsam planen wir konventionelle und erneuerbare Anlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 20.000 Megawatt, um von den Wachstumschancen in dieser aufstrebenden Region zu profitieren. Auch in der Türkei und in Indien sind wir derzeit mit Partnern über Möglichkeiten der Zusammenarbeit im Gespräch und erwarten konkrete Ergebnisse im Laufe des Jahres.

Angesichts der wirtschaftlichen Belastungen, vor denen E.ON in den nächsten Jahren in Europa steht, müssen wir bei solchen Wachstumsschritten allerdings eine veränderte Investitionsstrategie verfolgen. Wir müssen mehr Wert mit weniger Kapitaleinsatz schaffen. Das bedeutet, dass wir beispielsweise bei Windparks nicht mehr zwingend Betreiber und alleiniger Eigentümer sein müssen, sondern Wert durch Design, Planung, Errichtung und Betrieb schaffen. Dennoch wird unser Geschäft kapitalintensiv bleiben. Unser Effizienzsteigerungsprogramm E.ON 2.0 kommt gut voran. Mitte Januar haben wir uns mit den Gewerkschaften ver.di und IGBCE auf einen Tarifvertrag zur Umsetzung des Programms E.ON 2.0 in Deutschland geeinigt. Darin werden Instrumente und soziale Rahmenbedingungen für den notwendigen Personalabbau bei E.ON verbindlich festgelegt. Wir schaffen damit die Voraussetzungen dafür, Beschäftigte von Arbeit in Arbeit zu bringen und E.ON 2.0 wie geplant umzusetzen. Damit können wir die beeinflussbaren Kosten von rund 11 Mrd € im Jahr 2011 bis zum Jahr 2015 auf jährlich nicht mehr als 9,5 Mrd € reduzieren sowie Spielraum für unsere Zukunftsinvestitionen gewinnen. Die wirtschaftliche Entwicklung des Unternehmens spiegelt sich im Übrigen auch klar in der Entwicklung der Vergütungen der Vorstände wider. Sie wird deutlich niedriger ausfallen als im Vorjahr und liegt zudem im Vergleich der DAX-30-Unternehmen unter dem Durchschnitt.

Auf der Basis unserer Strategie haben wir in den vergangenen zwölf Monaten zudem konsequent daran gearbeitet, die Finanzkraft und finanzielle Flexibilität des Unternehmens zu verbessern. Wir haben die wirtschaftliche Netto-Verschuldung des Konzerns zum 31. Dezember 2011 auf rund 36,4 Mrd €, die Netto-Finanzposition auf rund -18 Mrd € gesenkt. Hierzu trägt vor allem die Umsetzung des Desinvestitionsprogramms – 2011 haben wir uns unter anderem von Central Networks in Großbritannien getrennt – bei. Seit November 2010 haben wir Geschäfte im Wert von rund 9,2 Mrd € abgegeben.

Politische Entscheidungen und massive Veränderungen in unseren Märkten stellen uns vor nie gekannte Herausforderungen. Mit unserer klaren Strategie haben wir die unternehmerischen Antworten darauf. Systematisch stellen wir unser Geschäft in Europa und in wachstumsstarken neuen Märkten neu auf, führen substanzielle Kostensenkungen durch und steigern unsere Performance. Schon 2013 werden Erneuerbare Energien, neue Märkte wie Russland, aber auch die Gasförderung wesentliche Säulen des Geschäfts und des Ergebnisses sein. Denn wir wissen: In der neuen Energiewelt werden die Unternehmen erfolgreich bleiben, die sich nicht nur anpassen, sondern aktiv neue Wege gehen. So wie E.ON.

Mit herzlichen Grüßen

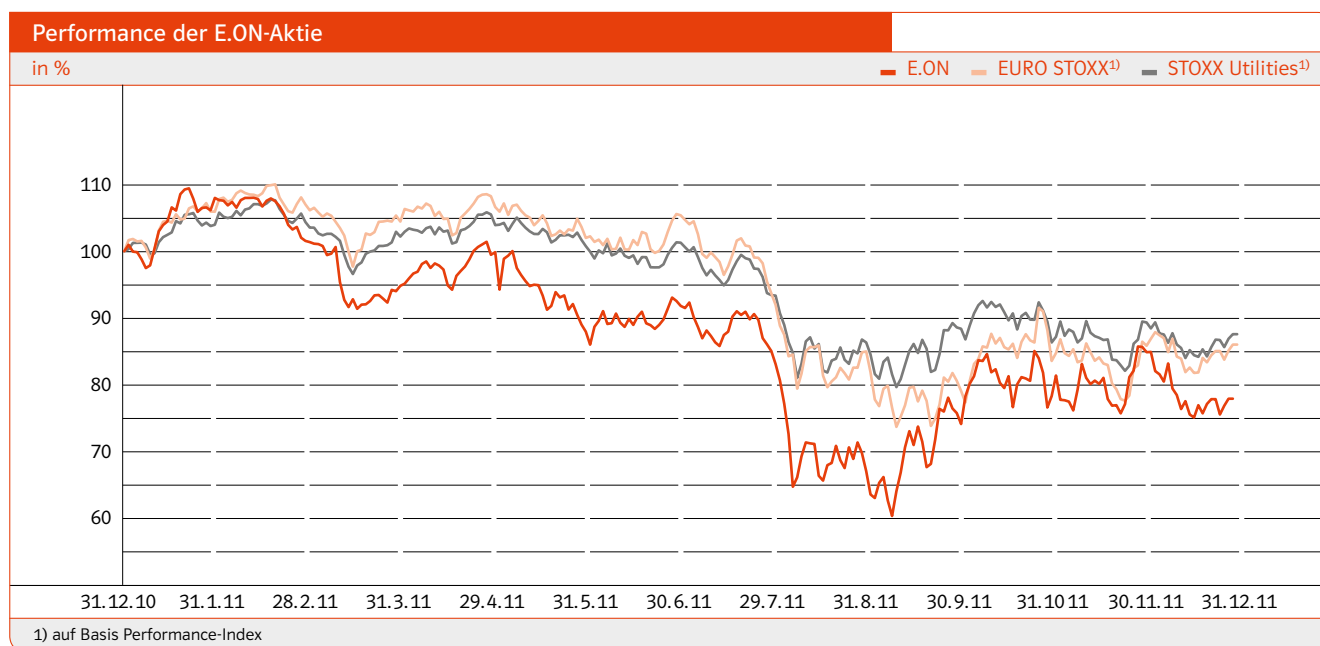


Dr. Johannes Teyssen

## Entwicklung der E.ON-Aktie 2011

Am Ende des Jahres 2011 lag der Kurs der E.ON-Aktie um 23 Prozent (einschließlich wiederangelegter Dividende) unter dem Kurs zum Jahresende 2010 und entwickelte sich damit

schlechter als der Branchenindex STOXX Utilities (-13 Prozent im selben Zeitraum), der DAX (-15 Prozent) und der EURO STOXX 50 (-14 Prozent). Der Börsenumsatz der E.ON Aktien betrug im Jahr 2011 57,4 Mrd € und lag damit aufgrund geringerer Durchschnittskurse 4 Prozent unter dem Vorjahreswert.



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

Ein Anleger, der Ende 2001 E.ON-Aktien im Wert von 5.000 € gekauft hatte, erreichte am Jahresende 2011 inklusive wiederangelegter Dividenden (einschließlich Sonderdividende 2006) einen Depotwert von 6.804 €. Dies entspricht einer durchschnittlichen Jahresrendite von 3,1 Prozent und liegt damit leicht unter der äquivalenten Wertentwicklung des Branchenindex STOXX Utilities (+3,5 Prozent), jedoch über der des DAX (+1,3 Prozent) und des EURO STOXX 50 (-2,2 Prozent).

Entwicklung 2001–2011	
	+/- %
E.ON	+36
STOXX Utilities	+41
DAX	+14
EURO STOXX	-20

Kennzahlen zur E.ON-Aktie <sup>1)</sup>		
in € je Aktie	2011	2010
Ergebnis (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	-1,16	3,07
Ergebnis aus nachhaltigem Konzernüberschuss	1,31	2,56
Dividende <sup>2)</sup>	1,00	1,50
Dividendensumme (in Mio €)	1.905	2.858
Höchstkurs <sup>3)</sup>	25,11	29,36
Tiefstkurs <sup>3)</sup>	12,88	21,13
Jahresendkurs am 30. Dezember <sup>3)</sup>	16,67	22,94
Anzahl ausstehender Aktien (in Mio)	1.905	1.905
Marktkapitalisierung <sup>4)</sup> (in Mrd €)	31,8	43,7
Umsatz E.ON-Aktien <sup>5)</sup> (in Mrd €)	57,4	59,8

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten  
 2) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2011  
 3) Xetra  
 4) auf Basis ausstehender Aktien  
 5) an allen deutschen Börsen inklusive Xetra

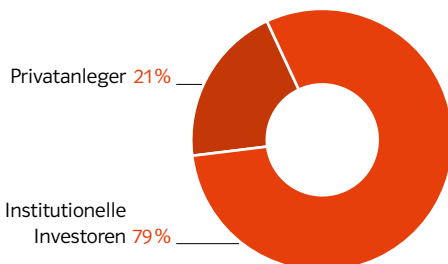
## Dividende

Für das Geschäftsjahr 2011 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende in Höhe von 1,00 € je Aktie vorgeschlagen (Vorjahr: 1,50 €). Die Ausschüttungsquote, gemessen am nachhaltigen Konzernüberschuss, liegt damit bei 76 Prozent, nach 59 Prozent im Vorjahr. Bezogen auf den Jahresendkurs 2011 beträgt die Dividendenrendite 6 Prozent. Darüber hinaus plant E.ON, für das Geschäftsjahr 2012 eine Dividende pro Aktie von 1,10 € sowie für 2013 von mindestens 1,10 € auszuschütten.

## Aktionärsstruktur

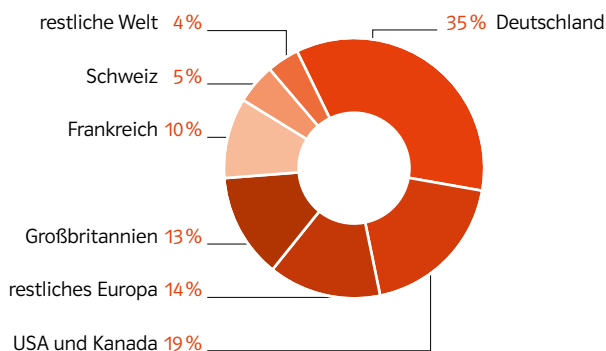
Im Rahmen von E.ONs Aktionärsstrukturhebung entfallen rund 79 Prozent unseres Aktienkapitals auf institutionelle Investoren und rund 21 Prozent auf private Anleger. Rund 35 Prozent der Anteile an E.ON befinden sich im Inlandsbesitz und rund 65 Prozent im Auslandsbesitz.

### Aktionäre: Institutionelle Investoren vs. Privatanleger<sup>1)</sup>



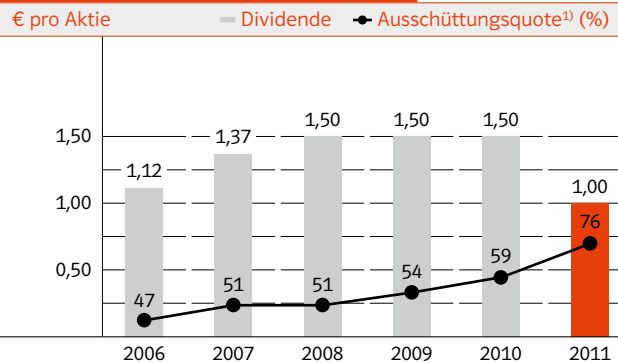
<sup>1)</sup> Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre  
Quellen: Aktienregister (Stand 31. Januar 2012), Thomson Reuters (Stand 31. Dezember 2011)

### Aktionäre: Geografische Verteilung<sup>1)</sup>



<sup>1)</sup> Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre  
Quellen: Aktienregister (Stand 31. Januar 2012), Thomson Reuters (Stand 31. Dezember 2011)

### Dividendenentwicklung



<sup>1)</sup> Ausschüttungsquote nicht um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasst

## 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 2011 war durch die aus der deutschen Energiewende resultierenden Herausforderungen geprägt. Deshalb haben wir im Rahmen der Veröffentlichung unserer Halbjahresergebnisse im August unsere finanziellen Ziele für die Jahre 2011 und 2013 den veränderten externen Rahmenbedingungen angepasst. Trotz der Verringerung unserer Zielgrößen EBITDA, nachhaltiger Konzernüberschuss und Dividende je Aktie halten wir an dem eingeschlagenen strategischen Kurs fest. Darüber hinaus haben wir, um die Wichtigkeit unserer IR-Prinzipien zu untermauern, erstmals einen Ausblick für einen längerfristigen Zeitraum kommuniziert. Mit der Veröffentlichung unserer Ziele für das Jahr 2015 wollen wir so dem Thema Transparenz ein Stück weit mehr Gewicht verleihen. Neben den Verkäufen unserer nicht zum Kerngeschäft gehörenden Aktivitäten und der Fokussierung auf Wachstumsgeschäfte haben wir ein umfangreiches Kostensenkungsprogramm initiiert, das bis zum Jahr 2015 unsere beeinflussbaren Kosten nachhaltig auf 9,5 Mrd € senken wird.

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.

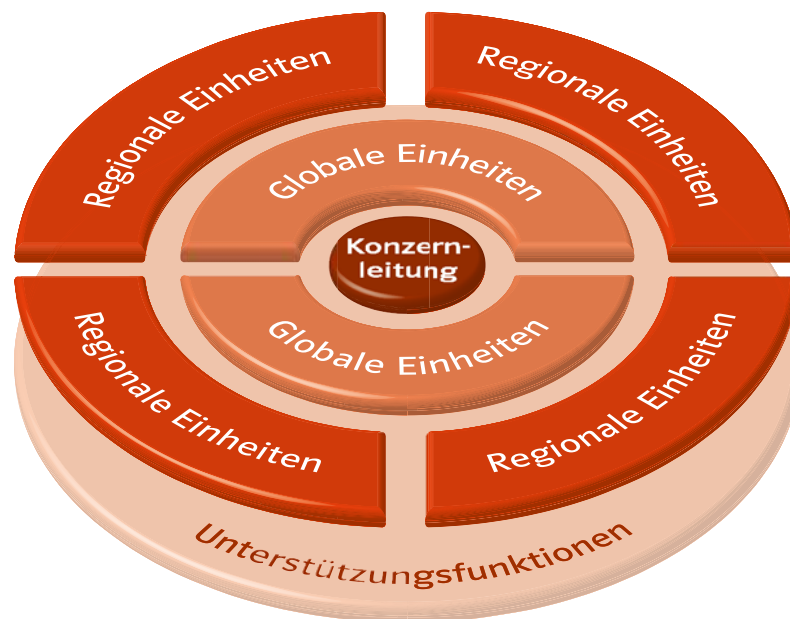
Mehr dazu?

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

Treten Sie mit uns in den Dialog:

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

- EBITDA 30 Prozent unter dem Vorjahreswert
- Operativer Cashflow 38 Prozent unter dem Vorjahresniveau
- Dividende in Höhe von 1,00 € vorgesehen
- Für das Jahr 2012 EBITDA zwischen 9,6 und 10,2 Mrd € und für 2013 weiterhin zwischen 11,6 und 12,3 Mrd € erwartet



## Geschäft und Rahmenbedingungen

### Konzernstruktur und Geschäftstätigkeit

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 Zahlen der ehemaligen Market Units wurden auf die neuen Einheiten übergeleitet.

Die E.ON AG 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, Gas und Handel. Zwölf 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.



## Globale Einheiten

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

Unsere vier berichtspflichtigen globalen Einheiten sind Erzeugung, Erneuerbare Energien, Gas und Handel (siehe Prognosebericht zur neuen Segmentstruktur ab 2012). Hinzu kommt die Einheit Neubau & Technologie.

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 leistungsstärksten 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.

### Gas

Unsere globale Einheit Gas ist auf allen Stufen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes tätig. Das Geschäft mit der Exploration und Produktion von Gas wächst, und auch im globalen Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural

Gas, LNG) sind wir aktiv. Wir versorgen als eine der führenden Gasgesellschaften Europas lokale und kommunale Versorgungsbetriebe, große Industriekunden und Gaskraftwerke im In- und Ausland. Unser diversifiziertes Portfolio aus langfristigen Lieferverträgen mit den wichtigsten Produzentenländern in unterschiedlichen geografischen Regionen macht uns zu einer der tragenden Säulen der europäischen Gasversorgung. In Deutschland, Österreich, Ungarn und Großbritannien sind wir im Gasspeichergeschäft aktiv, in Deutschland zudem im Gastransport.

### Handel

Als Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Großhandelsmärkten für Energie kauft und verkauft unsere globale Einheit Handel Strom, Gas, Öl, Kohle, Frachtkontingente, Biomasse und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Handels-Einheit sorgt für den bestmöglichen Einsatz der europäischen E.ON-Kraftwerke, handelt und beschafft weltweit Rohstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate zum Betrieb dieser Kraftwerke und sichert künftige Strommengen schon heute im Voraus preislich ab. Dadurch bündeln und minimieren wir die Risiken für E.ON aus den verschiedenen Rohstoffmärkten.

## Die regionalen Einheiten

Zwölf regionale Einheiten führen unser operatives Geschäft in Europa. Sie verantworten das kundennahe Vertriebsgeschäft, die regionale Infrastruktur sowie die dezentrale Erzeugung. 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 Ländern waren wir 2011 tätig: Deutschland, Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich, Niederlande, Ungarn, Tschechien, Slowakei, Rumänien und 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.

Darüber hinaus wollen wir mit der E.ON International Energy (kein Berichtssegment) in attraktiven und wachstumsstarken Regionen außerhalb Europas gemeinsam mit lokalen Partnern den Aufbau von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten vorantreiben.

## 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 neuen 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“ formuliert E.ON keine eigenen oder politischen Zielgrößen, sondern stellt an sich den Anspruch, die Welt der Energie überall zu verbessern. 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, substantiell 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 des Jahres 2011 die Marktbedingungen in Europa für uns noch 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. Dennoch haben wir bereits während des letzten Jahres an vielen Stellen nennenswerte Fortschritte in der Umsetzung unserer Strategie erzielt. Dies ist umso beachtenswerter, als wir in Europa weiter mit einem herausfordernden Marktumfeld konfrontiert sind. Die Strom- und Gasmärkte sind immer noch übertversorgt, staatliche Regulierungen und Interventionen nehmen weiter zu. Auch die beschlossene Energiewende in Deutschland mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und neue

Rezessionsängste im Zuge der Euro-Schuldenkrise beeinflussen unser Geschäft. Gleichzeitig beeinflussen technologische Entwicklungen, wie zum Beispiel die deutlich gesunkenen Herstellungskosten für Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, unser Geschäft.

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.

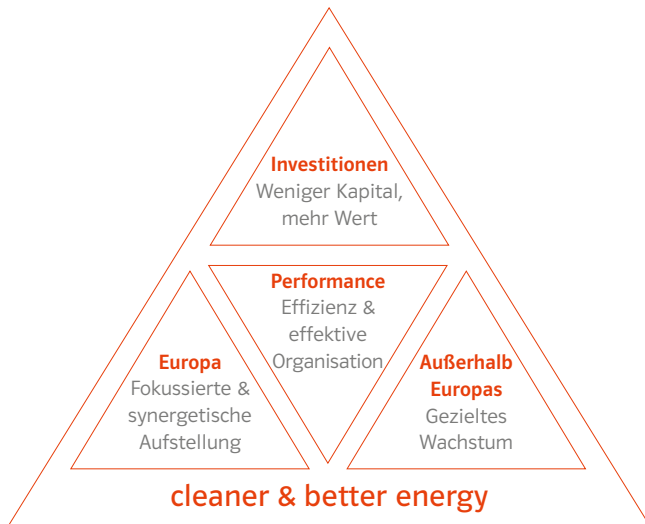
## Strategische Schwerpunkte

Überall, wo wir aktiv sind, haben wir ein 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.

Über die kommenden Jahre hinweg werden wir das E.ON-Geschäftsportfolio gezielt im Sinne unserer Strategie umbauen und E.ON damit weiter 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 heutige Position stärker fokussieren. Hierfür wird sich E.ON auf die Aktivitäten konzentrieren, bei denen wir unsere Expertise sowie länder- und geschäftsübergreifende Größen- und Synergievorteile in attraktive Renditen umsetzen können. Um die Transformation von E.ON voranzutreiben und unseren finanziellen Spielraum zu erhöhen, planen wir, bis Ende 2013 Geschäfte im Wert von 15 Mrd € abzugeben. Bis Ende 2011 konnten wir bereits Verkäufe in Höhe von rund 9,2 Mrd € realisieren.

Ein weiterer zentraler Schwerpunkt liegt auf dem Thema Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit – ein entscheidender Erfolgsfaktor in einem zunehmend anspruchsvollen Marktumfeld. Daher werden wir sowohl unsere Strukturen und Prozesse deutlich effizienter machen als auch unsere operative Performance weiter steigern. Auf diese Weise werden wir nachhaltige Kosteneinsparungen realisieren und schneller auf Marktveränderungen reagieren können.

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



## Europa

Europa ist und bleibt unser Heimatmarkt und der Schwerpunkt unserer Geschäftsaktivitäten. Aber wir werden unsere Geschäfte in Europa stärker fokussieren und vor dem Hintergrund des schwierigen Marktumfelds konsequent auf ihre Wettbewerbsfähigkeit hin überprüfen und optimieren. Die Transformation des europäischen Energiesystems bietet uns attraktive Wachstumschancen, die wir nutzen wollen. Strom hat so viele klare Vorteile, dass die weitere Elektrifizierung unseres Alltags, vom Haushalt über Industrie und Gewerbe bis zum Verkehr, noch lange nicht beendet ist. Hierzu zählen zum Beispiel elektrische Wärmepumpen oder Elektroautos. 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 2011 lag unsere installierte Gesamtkapazität aus diesen Technologien in Europa bereits bei fast 2.000 MW, ein Zuwachs von 17 Prozent gegenüber Ende 2010. Unsere erfolgreiche Projektentwicklung im Bereich Wind Offshore wurde im vergangenen Jahr sogar mit der begehrten internationalen Auszeichnung „Global Energy Award“ in der Kategorie „Grüner Stromerzeuger des Jahres“ gewürdigt. 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. Während der nächsten fünf Jahre werden wir weltweit mindestens

7 Mrd € in Erneuerbare Energien investieren, davon einen großen Teil in Europa. Die gezielte Auswahl der besten Standorte und Kooperationspartner sorgt dabei für attraktive Projektrenditen.

Neben den Erneuerbaren Energien werden aber auch wettbewerbsfähige, konventionelle Stromerzeugungsanlagen künftig ein wichtiger Bestandteil des E.ON-Geschäfts in Europa sein. Flexible, konventionelle Kraftwerke bilden dabei die ideale Ergänzung für den stetig wachsenden Anteil an erneuerbaren Technologien 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 infolge des gesellschaftlich gewollten massiven Ausbaus der regenerativen Energien und wirtschaftskrisenbedingter Überkapazität unter hohem Margendruck. Daher wird E.ON während der nächsten Jahre einen Schwerpunkt auf die Optimierung des bestehenden konventionellen Kraftwerksportfolios legen, um dessen Wettbewerbsfähigkeit zu steigern. Dies schließt die Stilllegung von rund 6 GW installierter Kapazität über die nächsten drei Jahre aus technischen und regulatorischen Gründen ein. Darüber hinaus prüfen wir einzelfallbezogen die Schließung unrentabler Kraftwerke. Gleichzeitig werden wir selektiv in flexible und klimafreundliche Erzeugungsanlagen, wie beispielsweise neue Pumpspeicherkraftwerke, investieren.

Aufgrund des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis 2022 werden wir unser bisheriges Ziel, unsere spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der europäischen Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 zu halbieren, voraussichtlich erst fünf Jahre später 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 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. So bietet E.ON beispielsweise schon heute in Deutschland zertifizierte Öko-stromtarife an. Den Bereich dezentrale Energie wollen wir gezielt ausbauen und haben hier entsprechend einen unserer strategischen Entwicklungsschwerpunkte gesetzt. Zukunftsgerichtete Kundenlösungen, die wir in diesem Segment bereits anbieten oder derzeit zur Marktreife entwickeln, umfassen unter anderem

dezentrale Erzeugungsanlagen wie kleine Blockheizkraftwerke, Dienstleistungen rund um das Thema Energieeffizienz wie energetische Gebäudesanierung, aber auch integrierte Produktangebote wie die intelligente Optimierung der häuslichen Energieversorgung.

Im Bereich Energiehandel werden wir unsere Gaseinkaufs-, Gasspeicher- und LNG-Aktivitäten mit unserem derzeitigen Handelsgeschäft zusammenführen. Dadurch können wir vorhandene Synergiepotenziale besser nutzen und über eine integrierte Optimierung und Vermarktung der E.ON-Anlagen und -Verträge eine maximale Wertschaffung sicherstellen. Hohe strategische Priorität hat nach wie vor die erfolgreiche Anpassung unserer langfristigen Gaseinkaufsverträge mit den Produzenten an das neue Marktumfeld. 2011 ist es uns gelungen, für rund 40 Prozent unserer langfristig kontrahierten Gasmengen vorteilhafte Vertragsanpassungen zu erzielen. Für das Jahr 2013 streben wir eine Rückkehr des Gasimportgeschäfts auf ein normales Ertragsniveau an. In der Gasproduktion wollen wir den Fokus auf organisches Wachstum in der Nordsee in Verbindung mit kontinuierlicher Performance-Steigerung legen.

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 wollen uns 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 europäische Gemeinschaft auf die Transformation des Energiesystems konzentriert, 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 künftig verstärkt auch außerhalb Europas profitieren.

Hierfür werden wir nicht nur unsere bestehenden Geschäfte in Russland und Nordamerika weiterentwickeln, sondern zusätzlich in attraktive und wachstumsstarke neue Regionen expandieren. Nach einer intensiven Analysephase haben wir im letzten Jahr drei potenzielle neue Regionen identifiziert und in die engere Auswahl gezogen: Brasilien, Türkei und Indien. In diesen Märkten wollen wir, basierend auf unseren Kompetenzen, gemeinsam mit lokalen Partnern den Aufbau von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten vorantreiben, um so profitable Wachstumschancen bei gleichzeitig niedriger Kapitalbindung zu realisieren.

In Nordamerika konzentrieren sich unsere Aktivitäten auf Erneuerbare Energien, insbesondere die Entwicklung und den Betrieb großer Windparks an Land. Unsere heutige Position von über 2.200 MW wollen wir auch künftig im Einklang mit den politischen Rahmenbedingungen weiterentwickeln. In Russland liegt der strategische Schwerpunkt auf dem erfolgreichen Abschluss unseres Neubauprogramms in der konventionellen Stromerzeugung. Nachdem wir bereits bis Ende 2011 drei hochmoderne gasbetriebene Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtkapazität von 1.200 MW in Betrieb genommen haben, liegt der Fokus nun auf der zügigen Fertigstellung unseres bereits begonnenen 800-MW-Kohlekraftwerksneubaus bis 2014. Das gesamte Neubauprogramm zeichnet sich durch attraktive Kapitalrenditen aus und leistet einen wichtigen Beitrag zur Erneuerung der russischen Stromerzeugung.

Bei der Umsetzung der angekündigten strategischen Expansion in neue Regionen hat E.ON bereits einen ersten wichtigen Meilenstein erreicht. Mit dem brasilianischen Unternehmen MPX haben wir eine strategische Partnerschaft für Investitionen im brasilianischen und chilenischen Energiemarkt vereinbart. MPX verfügt über das größte Portfolio bereits genehmigter Energieprojekte in Südamerika. E.ON und MPX wollen ein Gemeinschaftsunternehmen gründen, an dem beide Partner jeweils einen Anteil von 50 Prozent halten. Geplant ist, konventionelle und erneuerbare Stromerzeugungsprojekte mit einer Gesamtkapazität von rund 20.000 MW zu entwickeln. Mit einem Anteil von 20 Prozent am gesamten brasilianischen Erzeugungsmarkt wäre das Gemeinschaftsunternehmen zukünftig der größte private Energieversorger in Brasilien. Die Gründung des Gemeinschaftsunternehmens ist schon für das erste Halbjahr 2012 vorgesehen und bedeutet für E.ON den erfolgreichen Eintritt in den brasilianischen Markt. Auch in der Türkei und in Indien sind wir derzeit mit vielversprechenden lokalen Partnern über Möglichkeiten der Zusammenarbeit im Gespräch. Konkrete Fortschritte erwarten wir hier bereits im Jahr 2012.

### Performance

Eine ausgezeichnete Performance ist unabdingbare Voraussetzung für einen nachhaltigen Erfolg in einem zunehmend wettbewerbsintensiven und anspruchsvollen Umfeld. Nur wenn E.ON 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.

Effiziente Prozesse und Strukturen sind ein zentraler Baustein einer hohen Performance. Bereits mit unserem Effizienzprogramm „PerformtoWin“ haben wir Kostensenkungen und operative Verbesserungen in Höhe von jährlich 1,5 Mrd € ab 2011 definiert und bereits realisiert. Wir werden darauf aufbauen. Im August 2011 haben wir 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 € 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. Der Logik unseres Geschäfts folgend, haben in einer ersten Phase des Programms zwölf Arbeitsgruppen konkrete Effizienzsteigerungspotenziale in vier Schwerpunktbereichen identifiziert: strukturelle Veränderungen, Verschlinkung administrativer Funktionen, Verbesserungen im Einkauf und Exzellenz im operativen Geschäft.

Im Rahmen des ersten Schwerpunktthemas „strukturelle Veränderungen“ werden transparente und schlanke Organisationsstrukturen mit flachen Hierarchien geschaffen. Derzeit befindet sich im E.ON-Konzern eine Vielzahl einzelner Legal-einheiten in komplexen Hierarchiestrukturen, was größtenteils auf Unternehmenszusammenschlüsse und Transaktionen der Vergangenheit zurückzuführen ist. Insbesondere strukturelle Veränderungen wie die Verschlinkung der Konzernleitung, die Reorganisation der regionalen Einheit Deutschland, die Zusammenführung von E.ON Energy Trading und E.ON Ruhrgas sowie organisatorische Verbesserungen in der Erzeugung werden die Führungsstrukturen und die Eindeutigkeit der Zuordnung von Verantwortlichkeiten deutlich verbessern. Gleichzeitig soll die Anzahl der Legaleinheiten reduziert werden, um eine Konzernorganisation mit einem klaren Fokus auf Unternehmenssteuerung und -führung sowie auf das operative Geschäft zu schaffen.

Innerhalb des Themenbereichs „administrative Funktionen“ zielt das Programm auf die Verschlinkung und Bündelung von Unterstützungsfunktionen ab, unter anderem der IT. Ein im Sommer 2011 durchgeführtes Benchmarking erlaubt eine umfassende und differenzierte Analyse von Effektivität und Effizienz der Konzernfunktionen Finanzen, Personal, Einkauf und Business Services. Die Ergebnisse zeigen, dass viele Prozesse in diesen Bereichen mit hoher Effektivität durchgeführt werden, gegenüber den bestbewerteten Unternehmen der Vergleichsgruppen aber die Effizienz noch gesteigert werden kann. Im Rahmen von E.ON 2.0 werden standardisierte, verschlankte und beschleunigte Prozesse und Entscheidungsabläufe geschaffen. Besonders im Fokus ist ein an den operativen Bedürfnissen ausgerichtetes Angebot an effizienten

Unterstützungsleistungen. Zum Beispiel zielt das Programm E.ON 2.0 darauf ab, Aktivitäten mit hohem Standardisierungspotenzial in separaten Einheiten zu bündeln, um von Synergie- und Bündelungseffekten zu profitieren.

Bei dem Schwerpunktthema „Einkauf“ wird die Effizienz und Effektivität der gesamten Beschaffungsorganisation gesteigert. Derzeit sind Einkaufsfunktionen über diverse Geschäftseinheiten verteilt und nicht immer eindeutig auf die Erfordernisse des operativen Geschäfts ausgerichtet. Mithilfe des Programms E.ON 2.0 werden funktional und operativ übergreifende Einkaufsteams geschaffen, die 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 den Sachkosten des E.ON-Konzerns.

Des Weiteren wird im Bereich „operatives Geschäft“ sichergestellt, dass E.ON im Vergleich zu Wettbewerbern langfristig leistungsfähiger ist. Das betrifft vor allem die globalen Erzeugungsaktivitäten und die lokalen Vertriebs- und Infrastrukturgeschäfte. Hierzu werden unter anderem Prozesse standardisiert und Unternehmensstrukturen angepasst, um unsere angestrebte Top-Quartil-Position in allen Geschäften zu erreichen.

In der im November 2011 abgeschlossenen ersten Phase des Programms wurden die konkreten Einsparpotenziale identifiziert und die entsprechenden Ansatzpunkte zur Hebung dieser Potenziale ausgemacht. Diese werden in der nächsten Phase im Rahmen von über 50 Projekten unter Einbeziehung der Mitbestimmung weiter konkretisiert und in Form von zahlreichen Einzelmaßnahmen bis spätestens Ende 2014 umgesetzt. So werden die Einsparpotenziale schrittweise ab 2012 realisiert.

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 generell immer die Wertschöpfung für den Konzern im Blick zu behalten. Die E.ON-Führungskräfte sind eng in das E.ON 2.0-Programm eingebunden 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 und der Stromerzeugung außerhalb Europas. Wir müssen aber auch berücksichtigen, dass E.ON in den nächsten Jahren 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.

In neuen Märkten muss dies umso mehr gelten. Kapital ist dort vorhanden. Unser wirklicher Beitrag ist unsere Expertise. Wir werden mit kapitalstarken Partnern arbeiten, die über gute lokale Beziehungen verfügen, und unser Know-how im Bau und Betrieb in den verschiedenen Technologien und auch im Verständnis der weltweiten Großhandelsmärkte für Energie einbringen. 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 2012 bis 2014 ist hoch. In Zeiten begrenzter finanzieller Mittel ist es essenziell, die profitabelsten Chancen im Markt zu nutzen. Deshalb setzen wir auf strikte Investitionsdisziplin und erwarten, dass neue Wachstumsprojekte – wie zum Beispiel unsere geplanten Offshore-Windparks in Europa – eine Verzinsung deutlich über den Kapitalkosten erzielen. Dieser zusätzliche Renditeanspruch liegt grundsätzlich bei 2,5 Prozentpunkten, kann jedoch geschäftsfeldspezifisch variieren.

### Energiepolitisches Umfeld

#### International

In Japan ereignete sich am 11. März 2011 infolge einer Naturkatastrophe ein Unfall am Reaktorstandort Fukushima, in dessen Verlauf die betroffenen Kernkraftwerke zerstört und radioaktive Strahlung unkontrolliert freigesetzt wurde. Im südafrikanischen Durban fand vom 28. November bis 11. Dezember 2011 die 17. Klimaschutzkonferenz der Vereinten Nationen statt. Es wurde unter anderem vereinbart, bis 2015 ein universelles Rechtsabkommen zum Klimaschutz zu vereinbaren.

#### Europa

Im Mittelpunkt der europäischen energiepolitischen Diskussion stand die von der EU-Kommission im Dezember 2011 verabschiedete Energy Roadmap 2050. Sie beschreibt Grundzüge der Transformation des europäischen Energiesystems, um die Klimagasemissionen um 80 bis 95 Prozent bis 2050 zu reduzieren. Gleichzeitig sollen eine sichere Energieversorgung und bezahlbare Energiepreise gewahrt bleiben. Diese Roadmap soll die nationale Energiepolitik der Mitgliedsländer nicht ersetzen, sondern vielmehr einen Rahmen geben.

Die wesentlichen Elemente der von Energiekommissar Oettinger erarbeiteten Mitteilung zur Roadmap finden sich auch in der cleaner & better energy-Strategie von E.ON wieder.

Die Kommission wird bei der Transformation des Energiesektors deutlich andere Akzente setzen als die deutsche Konzeption der Energiewende. Der EU-Ansatz ist technologieoffen, setzt auf stärkere Integration des EU-Binnenmarktes für Energie und fordert eine stärkere Abstimmung der nationalen Energiepolitiken, die mittelfristig in eine weitgehende Harmonisierung der energiepolitischen Instrumente übergeleitet werden soll.

Die Energy Roadmap 2050 bedient sich der sogenannten Szenarien-Technik, das heißt, fünf verschiedene Szenarien werden mit zwei Referenz-Szenarien verglichen. Wesentliche Stellschrauben sind dabei jeweils unterschiedliche Energieeffizienz-Ziele, verschiedene Ausbauziele bei den Erneuerbaren sowie unterschiedliche CCS- und Kernenergie-Szenarien. Strom wird seinen Anteil am Endenergieverbrauch bis 2050 verdoppeln, Dezentralisierung wird zunehmen und in einer Welt mit besonders hohem Anteil Erneuerbarer Energien (über 86 Prozent an der Stromerzeugung) steigen die Strompreise bis 2050 um 82 Prozent gegenüber 2005. Die Kernenergie bleibe unverzichtbar, vor allem wenn CCS (CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung) nicht zum Einsatz kommt.

Unabhängig vom zukünftigen Energiemix werden die Kosten für Energie steigen. Je europäischer die Energieversorgung zukünftig ausgerichtet ist, desto günstiger wird es für die Verbraucher, da über Synergien des Binnenmarkts Kosteneinsparpotenziale gehoben werden können.

Die Roadmap 2050 wird nun dem Europäischen Parlament und dem EU-Rat zur politischen Beratung vorgelegt. Erste konkrete Handlungen seitens der EU-Kommission werden durch die Vorlage einer „Erneuerbare-Energien-Strategie 2030“ im späten Frühjahr 2012 erfolgen.

## Deutschland

Den Schwerpunkt der energiepolitischen Debatte des Jahres 2011 bildete die Umsetzung der Beschlüsse zum Energiekonzept aus dem Jahr 2010. Mit diesem Energiekonzept soll der schrittweise Übergang von den aktuellen Strukturen hin zu einer Energieversorgungsstruktur mit einer überwiegenden Nutzung Erneuerbarer Energien bis 2050 erreicht werden. Nach dem Unglück in Fukushima wurde dieses Energiekonzept durch die Beschlüsse der Bundesregierung zur Energiewende vom 6. Juni 2011 deutlich beschleunigt. Ein zentraler Eckpunkt der Energiewende ist dabei der jetzt bereits auf das Jahr 2022 vorgezogene Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kernenergie, somit die Rücknahme der Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke. Gleichzeitig wurden die sieben Kernkraftwerke aus dem Moratorium endgültig vom Netz genommen. Weitere Punkte der Energiewende ergeben sich aus den bereits mit dem Energiekonzept 2010 vorgezeichneten Weg: Ausbau der Versorgung mit Erneuerbaren Energien und Ausbau der Netzinfrastruktur. Zahlreiche beschlossene Maßnahmen im Rahmen der Energiewende wurden 2011 noch nicht in Gesetzen umgesetzt, wie zum Beispiel das Gebäudesanierungsprogramm.

## Anreizregulierung

Im Juni 2011 hat der Bundesgerichtshof (BGH) festgestellt, dass die Bundesnetzagentur die Erlösobergrenzen zur Berechnung der Netzentgelte der Jahre 2009 bis 2012/13 rechtswidrig zu niedrig festgelegt hat. Das Energiewirtschaftsgesetz sehe, so der BGH, keine Ermächtigungsgrundlage für einen allgemeinen Produktivitätsfaktor vor. Außerdem stehe Netzbetreibern ein Risikozuschlag für das Eigenkapital von mehr als 40 Prozent zu. Die Bundesregierung hat 2011 aber bereits die allgemeinen Rechtsgrundlagen für die Anwendung des Produktivitätsfaktors ab 2012 wieder angepasst und plant 2012 die konkrete Umsetzung in der Anreizregulierungsverordnung.

## Frankreich

Auf Basis des Berichtes der Champsaur-Kommission startete die französische Regierung im Jahr 2010 eine Reform des französischen Strommarkts (NOME). Die regulierten Tarife für mittlere und große Industriekunden sollen bis 2015 vollständig abgeschafft und die regulierten Tarife für Haushalte und kleine Unternehmen zunächst beibehalten werden. Wettbewerbern im französischen Strommarkt soll in einer Übergangszeit von 15 Jahren der Zugang zu Grundlastkapazitäten der bestehenden Kernkraftwerke von EdF auf regulierter Basis (zum ARENH-Tarif) gewährt werden. Die Tarife für kleine Unternehmen und Haushaltskunden werden zukünftig so an den ARENH-Tarif angeglichen, dass die Wettbewerbsfähigkeit alternativer Versorger zum regulierten Tarif sichergestellt ist. Des Weiteren hat die französische Regierung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit während Spitzenlaststunden die Einführung eines Kapazitätsmarktes bis 2015 beschlossen. In Bezug auf die Förderung von Fotovoltaikanlagen fand teilweise ein Systemwechsel statt. Zur Steuerung der neuen Anlagenkapazitäten wurden 2011 ausgewählte Projekte für Fotovoltaikanlagen ausgeschrieben.

### Großbritannien

Mit dem Ziel, geeignete Investitionsanreize für eine CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung zu schaffen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt die britische Regierung zurzeit Reformen im britischen Großhandelsmarkt um. Eine Einspeisevergütung soll die Erlössicherheit für neue Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien und CCS erhöhen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, der Investitionen in flexible Erzeugung mit niedriger Benutzungsstundendauer fördern soll. Es wird erwartet, dass der gesetzliche Rahmen zur Umsetzung dieser Reformen in der ersten Jahreshälfte 2012 weiter vorangetrieben wird und die geplanten Maßnahmen gegen Ende 2014 vollständig umgesetzt werden.

### Italien

Vor dem Hintergrund der Wirtschaftskrise führte die italienische Regierung eine spezielle Steuer ein, von der ausschließlich Energieunternehmen betroffen sind. Weitere Themen im italienischen Energiemarkt waren die Einführung von neuen Dispatching-Regeln, eine Prüfung der bestehenden Fördersysteme für Erneuerbare Energien, die zu einer Reduzierung der Einspeisevergütung führen könnte, und eine Strommarktreform mit einer Änderung des Clearingmechanismus. Die Diskussionen zur Einführung eines Kapazitätsmarktes 2017 wurden fortgeführt.

### Niederlande

Im Jahr 2011 wurde zwischen den Energieunternehmen und der Regierung der „Grüne Handel“ vereinbart. Darin verpflichten sich die Betreiber von Kohlekraftwerken, den derzeitigen Stand an Zumischung von Biomasse auch nach dem Auslaufen der Förderung für den Zeitraum 2012–2014 aufrechtzuerhalten. Im Gegenzug verpflichtet sich die Regierung, ein Modell zur Kompensation der betroffenen Kraftwerksbetreiber ab 2015 einzuführen.

### Schweden

Schweden und Norwegen wurden zum 1. Januar 2012 die ersten Länder eines gemeinsamen Systems für Grünstromzertifikate. Es wird erwartet, dass damit die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in beiden Ländern weiter vorangetrieben wird.

Die schwedische Regierung hat Ende 2011 eine Verdoppelung der Gebühr beschlossen, die von den in Schweden ansässigen Kernenergieunternehmen für die Beseitigung radioaktiver Abfälle zu zahlen ist. Diese Gebühr ist für die nächsten drei Jahre zu entrichten.

Zurzeit bewertet die schwedische Regierung die Entwicklung des Netzzugangs für Dritte im Fernwärmemarkt. Zukünftige Festlegungen könnten den Wettbewerb in diesem spezifischen Energiemarkt erhöhen.

### Spanien

Am 1. Oktober 2010 wurde ein Gesetz zur Unterstützung der einheimischen Kohleförderung durch den Ministerrat erlassen. Die entsprechenden Durchführungsmaßnahmen sind bis 2014 umzusetzen. Darüber hinaus wurde im November 2011 ein neuer Ministerialerlass für eine Erhöhung der Kapazitätzahlungen genehmigt. Diese Zahlungen gelten für alle Erzeugungstechnologien mit Ausnahme der Kernenergie. Die spanische Regulierungsbehörde hat jetzt die Aufgabe, in der ersten Hälfte des Jahres 2012 einen Vorschlag für eine neue Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes nach 2013 zu erarbeiten. Wie in dem königlichen Dekret 2010 beschlossen, muss das Tarifdefizit bis 2013 vollständig abgebaut werden.

### Russland

Die schrittweise Liberalisierung des Strommarktes in Russland wurde 2011 abgeschlossen. Demzufolge können ab dem 1. Januar 2011 Unternehmen die gesamte Stromerzeugung außer den Mengen für Haushaltskunden oder ihnen gleichgestellte Abnehmer am Großhandelsmarkt verkaufen. Das Jahr 2011 war auch das erste Jahr, in dem die im April 2010 von der Regierung beschlossene Entgeltregelung für neue Kapazitäten voll zum Tragen kam. Unter diesen Regelungen können für neue Kapazitäten Zehn-Jahres-Lieferverträge abgeschlossen werden, die die fixen Kosten der Stromerzeuger decken sowie eine adäquate Verzinsung der Investition sichern.

### 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) oder direkte Investitionszuschüsse (Investment Cash Grants). Zusätzlich haben viele Bundesstaaten Systeme mit verpflichtenden Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien im Stromsektor implementiert, auf denen ein regionaler Handel mit Grünstromzertifikaten basiert. Zurzeit wird die Verlängerung der Steuergutschriften für neue Windenergieprojekte nach 2012 diskutiert, während die Förderung der Solarenergie bis 2016 angeboten wird.

### Zentralosteuropa

Vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschafts- und Finanzkrise zeichnen sich zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, Preismoratorien und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien ab.



## Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Weltwirtschaft erlebte 2011 keine Fortsetzung der deutlichen Erholung des Vorjahres. Nach Angaben der OECD sank das weltweite Wachstum des realen Bruttoinlandsproduktes (BIP) gegenüber dem Vorjahr von 5,0 Prozent im Jahr 2010 auf 3,8 Prozent im Jahr 2011. Die Weltwirtschaft wuchs 2011 aber im gleichen Maße wie im Durchschnitt der Jahre 1999 bis 2008. Parallel pendelte sich nach dem Rezessionsjahr 2009 und dem Boomjahr 2010 die Zunahme des weltweiten Handels 2011 mit 6,7 Prozent wieder auf den langjährigen Durchschnitt ein. Als Ursachen für das schwächere Wachstum im Jahr 2011 sieht die OECD sowohl wachstumsdämpfende Maßnahmen zur Inflationsbekämpfung, nachlassende Auslandsnachfrage in den Schwellenländern als auch die Vertrauenskrise in den OECD-Ländern. Im OECD-Raum sind positive Impulse im Jahresverlauf weitgehend zum Stillstand gekommen. Seit den Sommermonaten sind die Stimmungsindikatoren zur Messung der konjunkturellen Lage und Erwartung zwar gesunken, sie sanken aber nicht auf das Niveau der Krise von 2008.

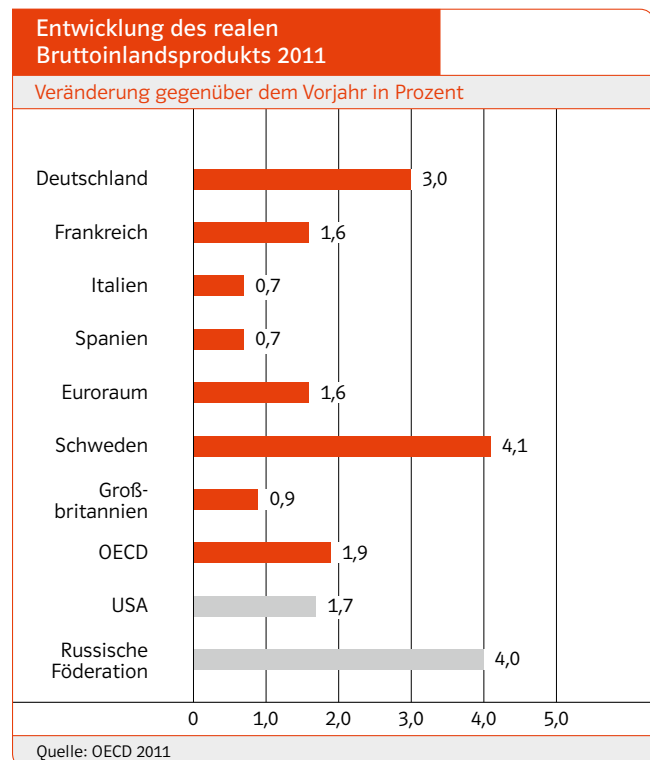
Das schwache Wachstum im OECD-Raum wurde 2011 von dem privaten Konsum und der Investitionstätigkeit getragen. Insgesamt halbierte sich der Zuwachs der Inlandsnachfrage fast gegenüber dem Vorjahr. Die sehr positiven Impulse für das Wachstum aus dem Außenhandel in 2010 normalisierten sich wieder auf das Vorkrisenniveau von 2007.

In den USA hat die wirtschaftliche Erholung deutlich an Fahrt verloren. Aufgrund der hohen Arbeitslosigkeit und der restriktiven Fiskalpolitik sank die Zuwachsrate der inländischen Nachfrage trotz robuster Konsum- und Investitionsgüternachfrage. Die sich nach dem Boomjahr 2010 auch hier wieder normalisierende Wachstumsrate im Außenhandel konnte diesen Einbruch nicht aufwiegen.

Die wirtschaftliche Entwicklung im Euroraum war 2011 ebenfalls verhalten. Während die private Investitionstätigkeit noch für leichte Impulse sorgte, war der Zuwachs beim privaten Verbrauch insgesamt schwach und beim öffentlichen Verbrauch aufgrund der restriktiven Fiskalpolitik nicht vorhanden. Auch der Außenbeitrag fiel als Wachstumsträger weitgehend aus. In der EU erzielten die Südländer (Griechenland, Italien, Portugal, Spanien) die geringsten Wachstumsraten. Das Wachstum in Schweden gehörte dank robuster Binnennachfrage zu den höchsten in der EU. In Großbritannien sank die Binnennachfrage 2011 trotz Impulsen aus der Fiskalpolitik. Insgesamt konnte Großbritannien nur dank des Außenbeitrags ein geringes gesamtwirtschaftliches Wachstum im Jahr 2011 verzeichnen.

Im Jahr 2011 gehörte Deutschland zu den wenigen Ländern mit hohen Wachstumsraten. Getragen von Impulsen aus dem Außenhandel sowie einer für Deutschland in den letzten Jahren ungewohnt robusten privaten Konsumnachfrage bei anziehenden Investitionen konnte sich die Volkswirtschaft rasch von der Rezession im Jahr 2009 erholen und den Aufschwung von 2010 fast ungebrochen fortsetzen.

Die sogenannten BRIC-Länder (Brasilien, Russland, Indien, China) bieten nach wie vor Wachstumspotenzial. Während die Ölpreisentwicklung die Lage in Russland stabilisierte, verzeichnete China aufgrund restriktiverer Geldpolitik geringere Wachstumszuwächse.



### Branchensituation

Der Energieverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2011 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen mit rund 457,6 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten um knapp 5 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Den größten Einfluss auf die Entwicklung im Jahr 2011 hatte die milde Witterung, die den Bedarf an Wärmeenergie deutlich reduzierte. Ein weiterer wichtiger Faktor waren die hohen Energiepreise. Bereinigt um Temperatureffekte wäre der Energieverbrauch 2011 nur um 1 Prozent gesunken.

Der Mineralölverbrauch sank um 3 Prozent und damit auf das niedrigste Niveau seit 1990. Der Erdgasverbrauch ging um gut 10 Prozent zurück. Verantwortlich für diese Entwicklung waren die im Vergleich zum kalten Vorjahr deutlich höheren Temperaturen sowie ein geringerer Einsatz von Erdgas in den Kraftwerken zur Strom- und Wärmeherzeugung. Der Verbrauch von Steinkohle lag nur leicht im Minus. Die Stahlindustrie erhöhte ihren Bedarf um 4 Prozent. Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken nahm dagegen um 2 Prozent ab. Der Verbrauch an Braunkohle stieg um knapp 4 Prozent. Der Zuwachs bei der Förderung spiegelt die positive Entwicklung bei den Lieferungen an die Kraftwerke wider, an die rund 90 Prozent der inländischen Braunkohlegewinnung gehen. Die Kernenergie verminderte ihren Beitrag zur Energiebilanz infolge des Ausstiegsbeschlusses um knapp 23 Prozent. Die Erneuerbaren Energien legten insgesamt um gut 4 Prozent zu. Während die Windkraft ihren Beitrag um 22 Prozent steigerte, sank der Beitrag der Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) um 9 Prozent. Die Fotovoltaik expandierte kräftig um 67 Prozent. Der Stromausgleichssaldo mit den europäischen Nachbarländern weist Ende 2011 noch einen leichten Ausfuhrüberschuss auf. Hinter dieser Entwicklung verbirgt sich eine deutliche Zunahme der Stromimporte, bei gleichzeitiger Abnahme der Stromexporte.

Primärenergieverbrauch in Deutschland		
Anteile in Prozent	2011	2010
Mineralöl	33,8	33,4
Erdgas	20,6	21,8
Steinkohle	12,6	12,0
Braunkohle	11,7	10,7
Kernenergie	8,8	10,9
Erneuerbare Energien	10,8	9,9
Sonstige (einschließlich Außenhandels-saldo Strom)	1,7	1,3
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
Quelle: AG Energiebilanzen		

Der rückläufige Energieverbrauch in Deutschland führte zu verminderten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um mehr als 3 Prozent. Bereinigt um den Temperatureffekt wäre der CO<sub>2</sub>-Ausstoß um etwa 1 Prozent gestiegen.

In England, Schottland und Wales wurden 2011 rund 307 Mrd kWh (Vorjahr: 320 Mrd kWh) Strom verbraucht. Der Gasverbrauch nahm (ohne den Einsatz in Kraftwerken) von 647 Mrd kWh im Jahr 2010 auf 544 Mrd kWh ab. Die Rückgänge sind im Wesentlichen auf die sehr niedrigen Temperaturen im ersten und dritten Quartal des Vorjahrs und die warme Witterung 2011 zurückzuführen.

In den nordeuropäischen Ländern wurden mit 379 Mrd kWh rund 15 Mrd kWh weniger Strom verbraucht als im Vorjahr. Gründe waren die insgesamt höheren Temperaturen im Jahr 2011 und eine geringere Nachfrage der Industrie. Der Netto-Stromimport aus den umliegenden Ländern betrug rund 5,3 Mrd kWh im Vergleich zu etwa 18,7 Mrd kWh im Vorjahr.

In Ungarn lag der Stromverbrauch 2011 mit 32,1 Mrd kWh aufgrund einer unterschiedlichen Zahl der Arbeitstage und einer zunehmenden Nachfrage der Industrie um 1,3 Prozent über dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm witterungsbedingt um 7,4 Prozent auf 11,9 Mrd m<sup>3</sup> ab.

Der Stromverbrauch in Italien nahm 2011 im Vergleich zum Vorjahr um 0,6 Prozent auf 332,3 Mrd kWh (Vorjahr: 330,5 Mrd kWh) zu. Der Gasverbrauch ging witterungsbedingt um 6,0 Prozent auf 822,0 Mrd kWh (Vorjahr: 874,8 Mrd kWh) zurück.

Auf dem spanischen Festland lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 255 Mrd kWh um 2,1 Prozent unter dem Vorjahreswert (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt -1,2 Prozent). Mit 263 Mrd kWh nahm der Gasverbrauch im Endkundengeschäft nur leicht ab (-0,8 Prozent).

In Frankreich wurden mit 350,1 Mrd kWh 5 Prozent weniger Strom verbraucht (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt -0,5 Prozent). Dagegen stieg die gesamte Stromerzeugung um 0,3 Prozent auf 400,3 Mrd kWh.

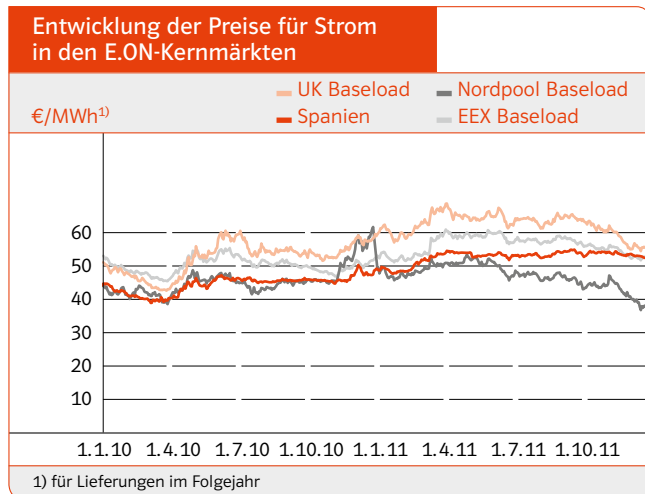
In Russland lag der Energieverbrauch bis Ende Dezember 2011 um 1,2 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Während der Verbrauch in Sibirien wegen der höheren Temperaturen niedriger war, stieg er im europäischen Teil Russlands aufgrund der positiven wirtschaftlichen Entwicklung.

## Energiepreisentwicklung

Im Jahr 2011 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von vier 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 und Naturkatastrophen sowie
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien.

Prägten in der ersten Jahreshälfte noch maßgeblich die Unruhen in Nordafrika und im Mittleren Osten sowie das Erdbeben und der Tsunami in Japan das Marktgeschehen, so machten sich in der zweiten Jahreshälfte zunehmend die Auswirkungen der europäischen Schuldenkrise und die schlechteren Aussichten für das weltweite Wirtschaftswachstum bemerkbar, unter anderem auch aufgrund der von den europäischen Regierungen eingesetzten bislang nahezu wirkungslos gebliebenen Instrumente zur Bekämpfung der Krise sowie der ungelösten grundlegenden Haushalts- und Leistungsbilanzprobleme in den Vereinigten Staaten.

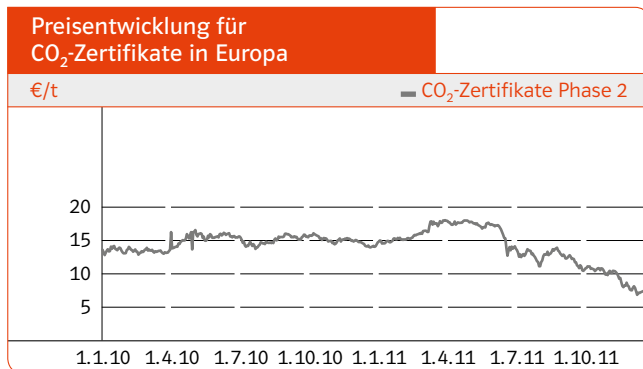


Lagen die Ölpreise Anfang des Jahres noch deutlich unter 100 US-\$ pro Barrel, so sorgten die Unruhen in Nordafrika Anfang des zweiten Quartals für Höchstpreise mit zeitweilig über 125 US-\$ pro Barrel. Erst die im dritten Quartal einsetzende Unsicherheit auf den Aktien- und Rohstoffmärkten sorgte für einen anhaltenden Preiserückgang, mit starken Schwankungen im Verlauf. Anfang des vierten Quartals sanken die Preise kurzfristig sogar unter die 100-US-\$-Marke. Zum Jahresende lag der Preis dann bei rund 106 US-\$ pro Barrel.

Die Preise auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2) für Lieferungen im Folgejahr stiegen zu Beginn des Jahres rasant bis auf den Höchstwert von 134 US-\$ pro Tonne Anfang April. Im weiteren Jahresverlauf fielen die Preise dann aber kontinuierlich und lagen Ende des Jahres mit rund 113 US-\$ pro Tonne sogar leicht unter dem Wert zum Jahresbeginn. Gründe hierfür waren der niedrigere Ölpreis und ein Nachfragerückgang aufgrund des unsicheren wirtschaftlichen Ausblicks. Kraftwerkskohle zeigte sich hingegen mit einem geschätzten weltweiten Wachstum von 5 bis 6 Prozent gegenüber dem Vorjahr recht robust. Den Hauptanteil daran hatte Indien mit einem überdurchschnittlichen Wachstum von fast 40 Prozent. Der Frachtmarkt profitierte ein wenig von der gestiegenen Nachfrage nach Eisenerz durch China, zeichnete aber ansonsten aufgrund des anhaltenden Überangebots an Schiffskapazitäten weiterhin schwach.

Nach einer deutlichen Erholung im ersten und einem recht stabilen Verlauf im zweiten Quartal waren die Preise auf dem europäischen Forward-Markt für Gas in der zweiten Jahreshälfte, insbesondere im vierten Quartal, wieder stark rückläufig. Gründe hierfür waren zum einen das extrem milde Wetter sowie eine über den Erwartungen liegende Verfügbarkeit von Gas, insbesondere aus norwegischen Quellen, aber auch auf dem LNG-Markt, wenngleich dieser zumindest in Asien verhältnismäßig eng war. Insbesondere die weitere Entwicklung in Japan, wo ein Großteil der Kernkraftwerke noch nicht wieder kommerziell genutzt werden kann, spielte hier eine entscheidende Rolle. Wie sensibel der Markt im Hinblick auf die Verfügbarkeit von LNG in Asien reagiert, wurde im August deutlich, als mit der Ankündigung Katars, mehrere LNG-Anlagen für planmäßige Wartungen außer Betrieb zu nehmen, die Preise kurzzeitig deutlich anstiegen. Auf dem englischen Markt lagen die Preise für Gaslieferungen im Folgejahr gegen Ende des Jahres bei rund 23 € pro MWh.

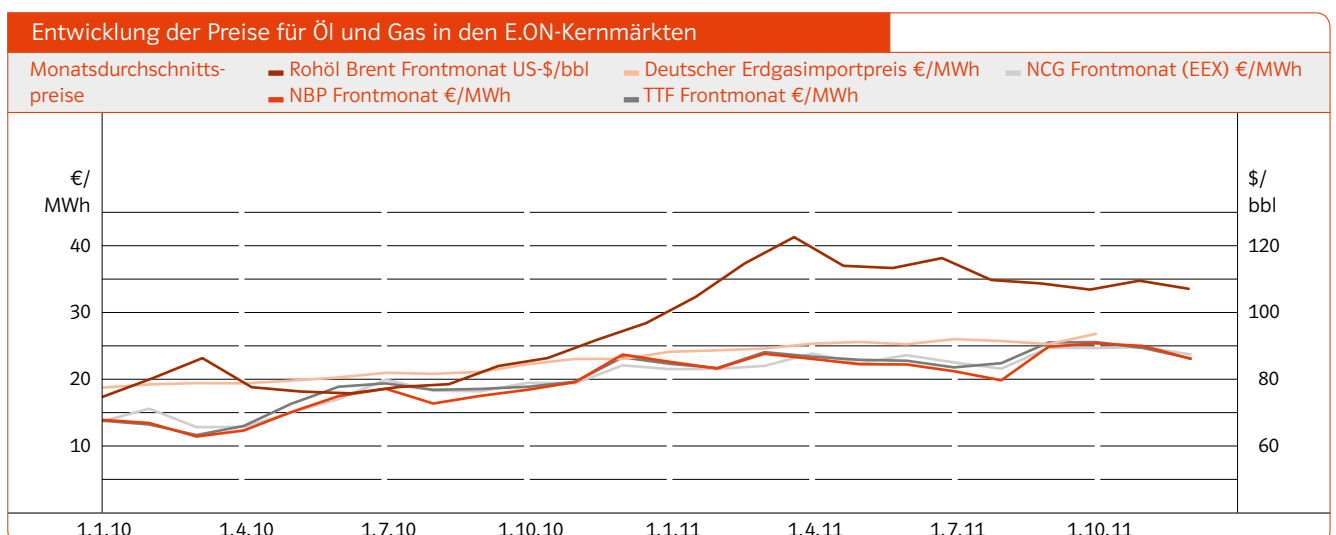
Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances - EUA) gerieten nach dem deutlichen Anstieg im März im weiteren Jahresverlauf erheblich unter Druck. So lagen die Preise Ende des Jahres für Lieferungen im Dezember des nächsten Jahres bei rund 7 € je Tonne CO<sub>2</sub>. Die Schuldenkrise in Europa sowie die schlechteren Aussichten für das weltweite Wirtschaftswachstum führten zu einer niedrigen industriellen Produktion und dementsprechend auch einer geringeren Stromnachfrage mit einem daraus resultierenden Überangebot an Zertifikaten. Verstärkt wurde dieser Trend noch durch die Ankündigung von Maßnahmen zur Emissionsreduzierung, beispielsweise durch eine höhere Energieeffizienz.



Nach dem anfänglichen Jahreshoch aufgrund der Japankrise mit anschließendem Moratorium und dem Ende des zweiten Quartals einsetzenden Rückgang aufgrund der fallenden Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate waren im dritten Quartal die Strompreise in Deutschland für Baseload-Lieferungen im nächsten Jahr relativ stabil. Erst im vierten Quartal machte sich die gute Versorgungslage der europäischen Energiemärkte, unterstützt durch hohe Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien in Deutschland und verhältnismäßig mildes Wetter in Gesamteuropa, bemerkbar. So lag der deutsche Strompreis für Lieferungen im Folgejahr gegen Jahresende bei rund 52 € pro MWh und damit in etwa auf dem Niveau zu Beginn des Jahres. Die Preise in Großbritannien entwickelten sich über weite Strecken recht ähnlich, allerdings übte das überaus milde Wetter gegen Ende des Jahres einen deutlich höheren Einfluss aus und führte zu Preisen unter 55 € pro MWh. Der nordische Strommarkt war auch im vierten Quartal stark von der Situation in den Wasserreservoirs geprägt. Nach den extrem niedrigen Speicherständen im ersten Quartal sorgten im weiteren Jahresverlauf starke Niederschläge und dementsprechend hohe Zuflüsse für Rekordfüllstände mit kurzzeitig heftigen Preisrückgängen auf dem Kurzfristmarkt, die sich auch auf den Forward-Markt

auswirkten. Der Preis für Lieferungen im Folgejahr schloss Ende des Jahres bei etwa 38 € pro MWh und damit 12 € unter dem Preis zu Beginn des Jahres. Aufgrund der hohen Abhängigkeit des italienischen Strommarktes von ölindexiertem Gas bewegten sich die Preise für Lieferungen im Folgejahr deutlich mit dem Ölpreis, meistens in einem Bereich zwischen 72 € und rund 75 € pro MWh. Gegen Ende des Jahres erreichte der Preis seinen Höchststand von über 77 € pro MWh, da sich in Italien aufgrund der geringen Abhängigkeit von Kohle der niedrige Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate verglichen mit anderen europäischen Märkten weniger stark auswirkte. Die Preise auf dem spanischen Forward-Markt entwickelten sich im Laufe des Jahres positiv und erreichten ihren Höchststand im September bei knapp 55 € pro MWh, zeitgleich mit dem Jahreshöchstwert auf dem spanischen Kurzfristmarkt. Gegen Ende des Jahres fiel der Preis, getrieben von einer geringeren Nachfrage und niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen, auf 52 € und lag damit noch rund 2 € über dem Wert zum Jahresbeginn.

Nachdem im ersten Halbjahr die Preise auf dem russischen Strommarkt, bedingt durch höhere Brennstoffpreise und den Nachfrageanstieg in der europäischen Preiszone, deutlich gestiegen waren, kehrte sich dieser Trend in der zweiten Jahreshälfte aufgrund geringerer Nachfrage und eines deutlichen Zuwachses an Erzeugungskapazitäten um. In der europäischen Preiszone fiel der gewichtete Preis auf dem Kurzfristmarkt im Laufe des zweiten Halbjahres um 7 Prozent auf 912 Rubel (rund 22 €) pro MWh. Dennoch konnte der Markt im Jahresvergleich ein deutliches Plus von 12 Prozent gegenüber 2010 verzeichnen. Der Preis in der sibirischen Preiszone blieb im Gesamtverlauf stabil und lag Ende des Jahres mit 541 Rubel (etwa 13 €) pro MWh gut 10 Prozent über dem Vorjahreswert, nicht zuletzt weil sich Preiseffekte aus geringerer Nachfrage und wartungsbedingten Stilllegungen aufhoben.



## Zurechenbare Kraftwerksleistung

Die zurechenbare Kraftwerksleistung im E.ON-Konzern nahm mit 69.557 MW im Vergleich zum Jahresende 2010 (68.475 MW) um 2 Prozent zu.

In der globalen Einheit Erzeugung sank die zurechenbare Kraftwerksleistung um rund 800 MW auf 46.846 MW. Der Rückgang im Wesentlichen durch die Stilllegung von Kernkraftwerkskapazitäten (Unterweser, Isar 1, Krümmel, Brunsbüttel) infolge der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland wurde teilweise durch die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke kompensiert.

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

Bei der regionalen Einheit Deutschland blieb die zurechenbare Kraftwerksleistung mit 1.876 MW nahezu unverändert.

In den weiteren EU-Ländern lag die zurechenbare Leistung mit 1.942 MW ebenfalls auf dem Niveau des Vorjahres.

Die zurechenbare Kraftwerksleistung in der Region Russland erhöhte sich im Wesentlichen durch die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerksblöcke an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya um rund 1.200 MW.

Zurechenbare Kraftwerksleistung						
31. Dezember 2011 in MW	Erzeugung	Erneuerbare Energien	Deutschland	Weitere EU-Länder	Russland	E.ON-Konzern
Kernenergie	5.403	-	-	-	-	5.403
Braunkohle	852	-	-	-	-	852
Steinkohle	6.016	-	-	-	-	6.016
Erdgas	3.863	-	736	-	-	4.599
Öl	772	-	106	-	-	878
Wasserkraft	-	1.759	678	-	-	2.437
Windkraft	-	198	-	-	-	198
Sonstige	24	-	356	-	-	380
<b>Inland</b>	<b>16.930</b>	<b>1.957</b>	<b>1.876</b>	-	-	<b>20.763</b>
Kernenergie	2.774	-	-	-	-	2.774
Braunkohle	-	-	-	79	1.528	1.607
Steinkohle	10.765	-	-	-	-	10.765
Erdgas	13.239	-	-	1.541	8.416	23.196
Öl	3.138	-	-	-	-	3.138
Wasserkraft	-	3.024	-	55	-	3.079
Windkraft	-	3.836	-	1	-	3.837
Sonstige	-	132	-	266	-	398
<b>Ausland</b>	<b>29.916</b>	<b>6.992</b>	-	<b>1.942</b>	<b>9.944</b>	<b>48.794</b>
<b>Summe</b>	<b>46.846</b>	<b>8.949</b>	<b>1.876</b>	<b>1.942</b>	<b>9.944</b>	<b>69.557</b>

**Strombeschaffung**

Im Jahr 2011 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 271,2 Mrd kWh um 2 Prozent unter dem Vorjahreswert von 276,1 Mrd kWh. Der Strombezug stieg demgegenüber um 15 Prozent auf 894,3 Mrd kWh.

Die geringere Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung ist insbesondere auf die nach Ablauf des durch die Bundesregierung beschlossenen Moratoriums erfolgte Stilllegung der Kernkraftwerke Unterweser und Isar 1 in Deutschland zurückzuführen. Darüber hinaus führten geringere Margen im britischen Markt, die den Betrieb einiger Kraftwerke weniger wirtschaftlich machten, zu einem Rückgang.

Im Segment Erneuerbare Energien lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 24,0 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau von 22,2 Mrd kWh. Die Eigenerzeugung im Bereich Wasserkraft sank durch eine geringere Wasserführung in fast allen Ländern um insgesamt 0,5 Mrd kWh. Insbesondere in Deutschland lagen die Niederschlagsmengen erheblich unter denen des Vorjahres. Dagegen stieg die Eigenerzeugung

in Schweden durch den hohen Wasserzufluss an. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges steigerte die Eigenerzeugung um 29 Prozent auf 10,2 Mrd kWh. 96 Prozent der Erzeugung stammen aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken.

In der Regionaleinheit Deutschland lag die Eigenerzeugung in unseren dezentralen Kraftwerken im Jahr 2011 mit 6,6 Mrd kWh leicht unter Vorjahresniveau. Der Rückgang ist im Bereich Wasserkraft auf die geringere Wasserführung sowie im Bereich Erdgas/Öl auf die warme Witterung und den hieraus resultierenden verminderten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) zurückzuführen.

Im Jahr 2011 erzeugten die weiteren EU-Länder 0,8 Mrd kWh weniger Strom in eigenen Kraftwerken. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in Großbritannien (einschließlich Mengen aus KWK für 2011 und 2010) wegen geringerer Margen der Betrieb der dezentralen Gaskraftwerke weniger wirtschaftlich war. Darüber hinaus ging die Eigenerzeugung in Schweden und den Niederlanden wegen der geringeren Nachfrage der Einheit Handel zurück.

**Strombeschaffung**

in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Eigenerzeugung	170,8	182,9	24,0	22,2	-	-	6,6	7,1	7,3	8,1	62,5	55,8	-	-	271,2	276,1
Bezug	30,3	50,2	6,2	6,3	982,2	804,9	180,4	190,4	159,8	156,7	4,3	5,3	-468,9	-437,7	894,3	776,1
Gemeinschafts-kraftwerke	9,9	12,0	1,9	1,8	-	-	0,2	0,1	-	-	-	-	-	-0,9	12,0	13,0
Handel/ Fremde	20,4	38,2	4,3	4,5	982,2	804,9	180,2	190,3	159,8	156,7	4,3	5,3	-468,9	-436,8	882,3	763,1
<b>Summe</b>	<b>201,1</b>	<b>233,1</b>	<b>30,2</b>	<b>28,5</b>	<b>982,2</b>	<b>804,9</b>	<b>187,0</b>	<b>197,5</b>	<b>167,1</b>	<b>164,8</b>	<b>66,8</b>	<b>61,1</b>	<b>-468,9</b>	<b>-437,7</b>	<b>1.165,5</b>	<b>1.052,2</b>
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-2,3	-2,6	-0,5	-0,7	-	-	-5,7	-6,2	-10,2	-9,9	-2,0	-1,8	-	-	-20,7	-21,2
<b>Stromabsatz</b>	<b>198,8</b>	<b>230,5</b>	<b>29,7</b>	<b>27,8</b>	<b>982,2</b>	<b>804,9</b>	<b>181,3</b>	<b>191,3</b>	<b>156,9</b>	<b>154,9</b>	<b>64,8</b>	<b>59,3</b>	<b>-468,9</b>	<b>-437,7</b>	<b>1.144,8</b>	<b>1.031,0</b>

In der Region Russland haben wir im Berichtszeitraum mit eigenen Kraftwerken rund 94 Prozent des Gesamtbedarfs von 66,8 Mrd kWh gedeckt. Wenn es zur Deckung des Bedarfs ökonomisch sinnvoll war, wurde Strom bezogen.

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung												
in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		E.ON-Konzern	
	2011	%	2011	%	2011	%	2011	%	2011	%	2011	%
Kernenergie	60,9	36	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	22
Braunkohle	4,8	3	-	-	-	-	0,3	4	11,1	18	16,2	6
Steinkohle	62,0	36	-	-	-	-	-	-	-	-	62,0	23
Erdgas/Öl	43,1	25	-	-	2,0	30	6,0	82	51,4	82	102,5	38
Wasserkraft	-	-	13,9	58	2,3	35	0,1	1	-	-	16,3	6
Windkraft	-	-	9,8	41	-	-	-	-	-	-	9,8	4
Sonstige	-	-	0,3	1	2,3	35	0,9	13	-	-	3,5	1
<b>Summe</b>	<b>170,8</b>	<b>100</b>	<b>24,0</b>	<b>100</b>	<b>6,6</b>	<b>100</b>	<b>7,3</b>	<b>100,0</b>	<b>62,5</b>	<b>100</b>	<b>271,2</b>	<b>100</b>

## Gasbeschaffung

Im Jahr 2011 bezog E.ON Ruhrgas 660,5 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Dies sind rund 4 Prozent weniger als im Vorjahr. Wichtigste Bezugsquellen waren Russland mit einem Anteil von 27 Prozent, Norwegen mit 23 Prozent, Deutschland mit 22 Prozent und die Niederlande mit 18 Prozent. Die übrige Gasbeschaffung der globalen Einheit Gas (rund 79 Mrd kWh) erfolgte durch die ungarische E.ON Földgáz Trade, deren wichtigste Bezugsquelle Russland ist.

Zusätzlich beschaffte unsere Einheit Handel 1.192 Mrd kWh Gas vor allem an Gashandelspunkten.

Die Gasproduktion der globalen Einheit Gas aus den Nordseefeldern ging 2011 gegenüber dem Vorjahr auf 1.175 Mio m<sup>3</sup> zurück. Die Produktion von Öl und Kondensaten sank ebenfalls und lag mit 3,6 Mio Barrel 31 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Im Wesentlichen sind diese Entwicklungen mit einem technisch bedingten vorübergehenden Produktionsausfall in den Feldern Njord und Rita sowie dem natürlichen Produktionsrückgang in den älteren Feldern zu erklären. Damit verringerte sich die Upstream-Produktion von Gas und Öl beziehungsweise Kondensaten insgesamt um 26 Prozent auf 11 Mio Barrel Öläquivalent. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen standen uns aus dem Ende 2009 akquirierten und at equity einbezogenen Feld Yushno Russkoje mit 6,4 Mrd m<sup>3</sup> etwas mehr Erdgas als im Vorjahreszeitraum zu.

Upstream-Produktion			
	2011	2010	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	3,6	5,2	-31
Gas (in Mio Standard-m <sup>3</sup> )	1.175	1.513	-22
<b>Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)</b>	<b>11,0</b>	<b>14,8</b>	<b>-26</b>

## Handelsvolumen

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

Handelsvolumen		
	2011	2010
Strom (Mrd kWh)	1.967	1.472
Gas (Mrd kWh)	2.480	2.005
CO <sub>2</sub> -Zertifikate (Mio t)	598	650
Öl (Mio t)	92	72
Kohle (Mio t)	269	289

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



## Stromabsatz

Im Jahr 2011 stieg der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern durch die höheren Handelsmengen – vor allem durch Lieferungen nach Frankreich und Italien – um 11 Prozent auf 1.144,8 Mrd kWh.

Der Stromabsatz der globalen Einheit Erzeugung lag 31,7 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Der Rückgang des Stromabsatzes in Deutschland (-11,6 Mrd kWh) resultierte aus geringeren Lieferungen an E.ON Energy Trading infolge der Stilllegung der Kernkraftwerke Unterweser und Isar 1. Darüber hinaus wurde in Italien (-8,4 Mrd kWh) und in Frankreich (-8,3 Mrd kWh) durch die geringere Nachfrage unserer Handelseinheit weniger Strom abgesetzt. In Großbritannien (-3,1 Mrd kWh) war wegen geringerer Margen der Betrieb einiger Kraftwerke weniger wirtschaftlich.

Im Segment Erneuerbare Energien lag der Stromabsatz 1,9 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Der Stromabsatz im Bereich Wasserkraft nahm insgesamt um 0,3 Mrd kWh ab. Grund ist die geringere Eigenerzeugung in fast allen Regionen. Nur in Schweden stieg der Absatz aufgrund eines höheren

Wasseraufkommens. 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 2,2 Mrd kWh beziehungsweise 24 Prozent.

Der Rückgang des Stromabsatzes der regionalen Einheit Deutschland resultiert neben dem Verkauf des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 im Wesentlichen aus einer gesunkenen Kundenzahl.

In den weiteren EU-Ländern ist der Stromabsatz um 2,0 Mrd kWh gestiegen. Zuwächsen von 8,9 Mrd kWh, vor allem in Frankreich und Großbritannien (einschließlich Mengen aus Kraft-Wärme-Kopplung für 2011 und 2010), standen Rückgänge von 6,9 Mrd kWh, insbesondere in Italien, Schweden und Tschechien, gegenüber.

Der Stromabsatz der Regionaleinheit Russland am Großhandelsmarkt lag mit 64,8 Mrd kWh – insbesondere durch die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten – um 9 Prozent über dem Vorjahreswert.

Stromabsatz																
in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	-	-	-	-	25,0	27,2	64,3	63,5	-	-	-	-	89,3	90,7
Industrie- und Geschäftskunden	3,9	4,0	-	2,1	-	-	37,2	28,6	73,4	73,7	-	-	-0,2	-0,2	114,3	108,2
Vertriebspartner	26,7	36,4	4,7	2,9	-	-	82,9	85,9	1,7	3,3	-	-	-4,9	-9,0	111,1	119,5
<b>Kundengruppen</b>	<b>30,6</b>	<b>40,4</b>	<b>4,7</b>	<b>5,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>145,1</b>	<b>141,7</b>	<b>139,4</b>	<b>140,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-5,1</b>	<b>-9,2</b>	<b>314,7</b>	<b>318,4</b>
Großhandelsmarkt/Handel	168,2	190,1	25,0	22,8	982,2	804,9	36,2	49,6	17,5	14,4	64,8	59,3	-463,8	-428,5	830,1	712,6
<b>Summe</b>	<b>198,8</b>	<b>230,5</b>	<b>29,7</b>	<b>27,8</b>	<b>982,2</b>	<b>804,9</b>	<b>181,3</b>	<b>191,3</b>	<b>156,9</b>	<b>154,9</b>	<b>64,8</b>	<b>59,3</b>	<b>-468,9</b>	<b>-437,7</b>	<b>1.144,8</b>	<b>1.031,0</b>



## Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz stieg durch die Ausweitung der Handelsvolumina im Jahr 2011 – insbesondere durch zunehmende Hedging-Aktivitäten an den europäischen Energiebörsen – um 375,7 Mrd kWh beziehungsweise 28 Prozent auf 1.718,1 Mrd kWh.

Die globale Einheit Gas verantwortet die Gasbeschaffung für die regionalen Vertriebsseinheiten und die Handelseinheit im E.ON-Konzern sowie den Gasvertrieb in den Regionen, in denen die E.ON-Vertriebs- und -Handelseinheiten nicht tätig sind. Dies spiegelt sich im Gasabsatz der Einheit wider. Das Absatzvolumen setzt sich, bereinigt um Konzerneffekte, aus Absatzzahlen von E.ON Ruhrgas, Ferngas Nordbayern und E.ON Földgáz Trade zusammen. Der Gesamtabsatz der globalen Einheit Gas ging im Vergleich zum Vorjahr um rund 48 Mrd kWh oder rund 6 Prozent auf 731 Mrd kWh zurück. Dieser Absatz verteilt sich im Wesentlichen auf die Segmente Industrie- und Geschäftskunden (2 Prozent), Vertriebspartner (12 Prozent), Region Deutschland (54 Prozent), Ausland (16 Prozent) und Handel (16 Prozent). Das Segment Vertriebspartner umfasst hauptsächlich die direkt belieferten E.ON-Vertriebsgesellschaften sowie direkt belieferte Ferngasgesellschaften und Stadtwerke. Der Rückgang in diesem Segment in Höhe von rund 54 Mrd kWh ist insbesondere auf Kundenverluste bei

den E.ON-Vertriebseinheiten und die wärmere Witterung im Vergleich zum Vorjahr zurückzuführen. Aus den gleichen Gründen nahm der Absatz an die regionale Einheit Deutschland um rund 16 Mrd kWh ab. Im Ausland ging der Absatz um rund 8 Mrd kWh zurück. Der Auslandsabsatz wird im Wesentlichen durch E.ON Földgáz Trade mit rund 85 Mrd kWh getragen. Der Absatz an E.ON Energy Trading stieg durch eine Ausweitung des Handels am Spotmarkt im Vergleich zum Vorjahr um rund 21 Mrd kWh. Gründe waren in erster Linie ein verstärkter Handel mit Flüssiggas-Cargos und eine Zunahme des Kurzfristhandels.

Die Gasabsätze der regionalen Einheit Deutschland sind um rund 36 Mrd kWh gesunken. Dies ist vor allem auf Kundenverluste sowie auf witterungsbedingte Einflüsse zurückzuführen.

Der Gasabsatz in den weiteren EU-Ländern lag um 10,5 Mrd kWh unter dem Vorjahreswert. Ursachen hierfür waren vor allem die sehr kühle Witterung im Vorjahr in Großbritannien und Italien, die fortlaufenden Energieeffizienzmaßnahmen in Großbritannien, verschärfter Wettbewerb in Italien und geringere Lieferungen an Gaskraftwerke in Schweden. Dagegen stieg der Gasabsatz insbesondere in den Niederlanden und Tschechien. Gründe waren ein höherer Absatz an die Handelseinheit und ein Mengenzuwachs durch neue Kunden im Großhandelsgeschäft.

Gasabsatz														
in Mrd kWh	Gas		Erzeugung		Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	-	-	-	-	25,4	32,0	97,7	103,7	-	-	123,1	135,7
Industrie- und Geschäftskunden	16,5	7,2	-	-	-	-	132,9	133,0	44,9	53,3	-11,4	-9,9	182,9	183,6
Vertriebspartner	89,1	143,0	-	-	-	-	263,4	292,4	0,8	1,2	-94,8	-106,4	258,5	330,2
<b>Kundengruppen</b>	<b>105,6</b>	<b>150,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>421,7</b>	<b>457,4</b>	<b>143,4</b>	<b>158,2</b>	<b>-106,2</b>	<b>-116,3</b>	<b>564,5</b>	<b>649,5</b>
Deutschland	394,4	410,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-394,4	-410,7	-	-
Ausland	116,0	124,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-43,3	-51,1	72,7	73,1
Großhandelsmarkt/ Handel	114,5	93,2	0,2	2,8	1.433,2	836,6	43,6	43,8	14,4	10,1	-525,0	-366,7	1.080,9	619,8
<b>Summe</b>	<b>730,5</b>	<b>778,3</b>	<b>0,2</b>	<b>2,8</b>	<b>1.433,2</b>	<b>836,6</b>	<b>465,3</b>	<b>501,2</b>	<b>157,8</b>	<b>168,3</b>	<b>-1.068,9</b>	<b>-944,8</b>	<b>1.718,1</b>	<b>1.342,4</b>

## Geschäftsentwicklung

Die Geschäftsentwicklung des Konzerns lag am Ende des Geschäftsjahres 2011 im Rahmen unserer Erwartungen. Der Umsatz stieg mit rund 113 Mrd € um 22 Prozent über den Wert des Vorjahres. Unser EBITDA lag hingegen mit rund 9,3 Mrd € 30 Prozent unter dem Vorjahreswert. Hier machten sich unter anderem die vorzeitige Abschaltung deutscher Kernkraftwerke und die Kernbrennstoffsteuer sowie der weiterhin anhaltende Margendruck im Gashandelsgeschäft bemerkbar. Positiv hat sich hingegen das Ergebnis in den Wachstumsbereichen Erneuerbare Energien, Gas Upstream und russisches Stromgeschäft entwickelt. Mit diesem Ergebnis liegen wir im Rahmen unseres angepassten Ausblicks für das Jahr 2011. Unser EBITDA liegt zwischen 9,1 und 9,3 Mrd € und der nachhaltige Konzernüberschuss zwischen 2,3 und 2,5 Mrd €. Wir hatten den Ausblick zum Halbjahr angepasst, weil neben der Belastung durch die Stilllegung einiger unserer Kernkraftwerke und die Kernbrennstoffsteuer das wirtschaftliche Umfeld in der Mehrzahl der europäischen Märkte, in denen E.ON aktiv ist, schwierig blieb. Auch die Risiken in Bezug auf die internationale Wirtschaft und die Finanzmärkte waren kaum zu kalkulieren.

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2011 durchgeführt.

### Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2011

Ausführliche Beschreibungen der Transaktionen befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs.

### Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Im Rahmen unserer Strategie, Aktivitäten über 15 Mrd € bis Ende 2013 zu veräußern, haben wir unser britisches Stromverteilnetz zum 1. April 2011 an die US-amerikanische PPL Corporation verkauft.

Mitte Dezember 2010 wurden die vertraglichen Vereinbarungen zum Verkauf von 100 Prozent der Anteile an der E.ON Rete in Italien, über die wir das italienische Gasverteilnetz geführt haben, an ein Konsortium geschlossen. Seit 31. Dezember 2010 werden diese Aktivitäten als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die Transaktion wurde Anfang April 2011 vollzogen.

Infolge des Abgangs der Thüga-Gruppe wurden die Beteiligungen an den Stadtwerken Karlsruhe und Duisburg zum 31. Dezember 2010 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen. Die Verkäufe wurden Anfang 2011 beziehungsweise im Juli 2011 vollzogen.

Ferner konnte im Laufe des dritten Quartals 2010 ein konkreter Verhandlungsstand über die Abgabe der 40-prozentigen Beteiligung an der HEAG Südthüringische Energie AG erreicht werden. Der Kaufvertrag zur Abgabe der Beteiligung wurde im Februar 2012 unterzeichnet. Der Vollzug der Transaktion steht noch unter dem Vorbehalt der Zustimmung verschiedener kommunaler Gremien der Stadt Darmstadt sowie des Aufsichtsrats der E.ON Ruhrgas AG und wird noch im ersten Halbjahr 2012 erwartet.

Im vierten Quartal 2010 wurde im Rahmen von Portfolio-bereinigungen ein Großteil der Beteiligung an Gazprom veräußert. Der verbliebene Anteil wurde als zur Veräußerung gehalten klassifiziert. Diese Anteile wurden im ersten Quartal 2011 veräußert.

E.ON hat im Dezember 2011 mit dem tschechischen Unternehmen Energo-Pro einen Vertrag zur Veräußerung der 100-prozentigen Tochtergesellschaft E.ON Bulgaria unterzeichnet.

Aus Desinvestitionen wurden im Jahr 2011 insgesamt zahlungswirksame Effekte in Höhe von 5.987 Mio € (Vorjahr: 9.601 Mio €) realisiert.

## Umsatzentwicklung

Im Geschäftsjahr 2011 lag der Umsatz mit 113 Mrd € um 22 Prozent über dem Vorjahresniveau. Bei allen Berichtssegmenten stiegen die Umsätze, bei einem insgesamt höheren Anteil der Außenumsätze, insbesondere beim Handel.

Umsatz			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Erzeugung	14.979	14.741	+2
Erneuerbare Energien	2.439	1.943	+26
Gas	23.012	21.348	+8
Handel	70.463	47.948	+47
Deutschland	37.244	36.403	+2
Weitere EU-Länder	23.032	22.654	+2
Russland	1.615	1.252	+29
Konzernleitung/Konsolidierung	-59.830	-53.426	-
<b>Summe</b>	<b>112.954</b>	<b>92.863</b>	<b>+22</b>

## Erzeugung

Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Umsatz der globalen Einheit Erzeugung um 238 Mio €.

Umsatz			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Kernkraft	4.944	5.066	-2
Fossile Erzeugung	9.811	9.639	+2
Sonstiges/Konsolidierung	224	36	+522
<b>Erzeugung</b>	<b>14.979</b>	<b>14.741</b>	<b>+2</b>

Im Bereich Kernkraft lagen die Umsatzerlöse 122 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Ursache hierfür war das Moratorium der Bundesregierung mit der Stilllegung der Kernkraftwerke Unterweser und Isar 1 in Deutschland. Dagegen wirkten sich die gestiegenen marktbasierten Transferpreise für Lieferungen an unseren Handelsbereich in Deutschland positiv aus. Unsere internen Transferpreise werden in der Regel drei Jahre

vor Lieferung aus den aktuellen Forward-Preisen im Markt abgeleitet. Die daraus resultierenden zwischen unserem Handel und den Erzeugungseinheiten abgerechneten Transferpreise für das Erzeugungsvolumen im Jahr 2011 waren höher als die Preise für die Lieferperiode 2010. In Schweden führten größere Absatzmengen, höhere durchschnittliche Transferpreise und Währungsumrechnungseffekte zu einer Umsatzsteigerung.

In der fossilen Erzeugung stieg der Umsatz um 172 Mio €. Diese Zunahme resultiert in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden aus gestiegenen marktbasierten Transferpreisen für Lieferungen an unseren Handelsbereich. Während sich in Deutschland und Großbritannien zusätzlich die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke positiv auswirkte, ging der Umsatz in Italien im Wesentlichen mengenbedingt deutlich zurück.

## Erneuerbare Energien

Der Umsatz in der globalen Einheit Erneuerbare Energien legte um 496 Mio € zu.

Umsatz			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Wasserkraft	1.453	1.277	+14
Wind/Solar/Sonstiges	986	666	+48
<b>Erneuerbare Energien</b>	<b>2.439</b>	<b>1.943</b>	<b>+26</b>

Die Umsatzsteigerung im Bereich Wasserkraft um 176 Mio € ist im Wesentlichen auf höhere marktbasierte Transferpreise für Lieferungen an unseren Handelsbereich bei den Einheiten in Deutschland und Schweden zurückzuführen. Dagegen wirkten sich die geringeren Erzeugungsmengen negativ aus.

Wesentlicher Grund für den Umsatzanstieg um 320 Mio € im Bereich Wind/Solar/Sonstiges war der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten, insbesondere in Großbritannien, Dänemark und den USA.

### Gas

Der Umsatz der globalen Einheit Gas stieg um 8 Prozent auf rund 23 Mrd € (Vorjahr: 21,3 Mrd €).

Umsatz			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Upstream	1.517	1.391	+9
Midstream	21.177	20.001	+6
Gastransport/Beteiligungen	1.199	1.555	-23
Sonstiges/Konsolidierung	-881	-1.599	-
<b>Gas</b>	<b>23.012</b>	<b>21.348</b>	<b>+8</b>

Die Umsätze im Upstream-Geschäft nahmen um 126 Mio € zu. Durch die positive Energiepreisentwicklung, insbesondere für Mengen aus dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje, wurde die geringere Gasproduktion aus den Nordseefeldern mehr als ausgeglichen.

Im Bereich Midstream erhöhten sich die Umsatzerlöse um 1,2 Mrd €. Der Absatzrückgang wurde durch steigende Verkaufspreise mehr als ausgeglichen. Kapazitätserweiterungen führten zu einem Umsatzplus im Speichergeschäft.

Der Umsatzrückgang im Bereich Gastransport/Beteiligungen resultierte im Wesentlichen aus geringeren Transportentgelten im regulierten Geschäft und niedrigeren Erlösen aus Regel- und Ausgleichsenergie.

### Handel

Der Umsatz unserer Einheit Handel betrug im Jahr 2011 rund 70,5 Mrd €. Der Zuwachs gegenüber dem Vorjahr resultierte im Wesentlichen aus den gestiegenen Handelsaktivitäten im Gas- und Strombereich. Im Gasbereich führte zum einen die Optimierung von langfristigen Lieferverträgen und konzern-eigenen Gaskraftwerken zu einem erheblichen Anstieg der Umsätze. Zum anderen hat eine Anpassung der Strategie zur Risikoabsicherung zu einer signifikanten Umsatzsteigerung geführt. Im Strombereich stiegen die Umsätze insbesondere aufgrund der Übernahme zusätzlicher Erzeugungsmengen aus konzerneigenen Kraftwerken und durch eine Ausweitung der Handelsaktivitäten zur Wertoptimierung des Erzeugungsportfolios. Der Anstieg der Umsatzerlöse findet sich nahezu

identisch auch im Anstieg der Materialaufwendungen wieder, da bei der Optimierung Mengen ein- und wieder verkauft werden. Die Umsatzerlöse des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Umsatz			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Eigenhandel	111	-36	-
Optimierung	70.352	47.984	+47
<b>Handel</b>	<b>70.463</b>	<b>47.948</b>	<b>+47</b>

### Deutschland

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz der Regionaleinheit Deutschland um 0,8 Mrd € zu.

Umsatz			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Verteilnetzgeschäft	11.276	10.504	+7
Unreguliertes Geschäft/Sonstiges	25.968	25.899	-
<b>Deutschland</b>	<b>37.244</b>	<b>36.403</b>	<b>+2</b>

Dieser Anstieg resultiert ausschließlich aus höheren Umsätzen im Geschäftsfeld Verteilnetz und ist im Wesentlichen auf stark gestiegene Umsätze im Zusammenhang mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich vor allem regulierungsbedingt niedrigere Netzentgelte aus.

Im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges lagen die Umsätze auf dem Niveau des Vorjahres.

### Weitere EU-Länder

Der Umsatz in den weiteren EU-Ländern nahm um 378 Mio € zu.

Umsatz			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Großbritannien (in Mio £)	8.554 (7.422)	8.732 (7.579)	-2 (-2)
Schweden (in Mio SEK)	2.922 (26.381)	3.235 (30.858)	-10 (-14)
Tschechien (in Mio CZK)	2.765 (67.991)	2.338 (59.114)	+18 (+15)
Ungarn (in Mio HUF)	1.948 (544.196)	2.032 (559.800)	-4 (-3)
Übrige regionale Einheiten	6.843	6.317	+8
<b>Weitere EU-Länder</b>	<b>23.032</b>	<b>22.654</b>	<b>+2</b>

Der Umsatz in der Region Großbritannien nahm um 178 Mio € ab. Der Umsatzrückgang wegen der Veräußerung des regulierten Geschäfts (Central Networks) konnte durch Umsatzzuwächse im Endkundengeschäft und geringere Konsolidierungseffekte teilweise kompensiert werden.

In der Region Schweden lag der Umsatz um 313 Mio € – einschließlich positiver Währungsumrechnungseffekte von 155 Mio € – unter dem Vorjahreswert. Die negative Entwicklung ist vor allem auf geringere Umsätze im Endkundengeschäft wegen der hohen Spotpreise im ersten Halbjahr 2010 zurückzuführen.

In Tschechien stieg der Umsatz vor allem aufgrund höherer Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft um insgesamt 427 Mio €.

Der Umsatz in der Region Ungarn lag wegen eines Rückgangs im regulierten Geschäft und niedrigerer Verkaufspreise leicht unter dem Vorjahresniveau.

Bei den übrigen regionalen Einheiten stieg der Umsatz um 526 Mio €. Ursachen hierfür waren insbesondere positive Mengen- und Preiseffekte in Frankreich, in den Niederlanden, in Spanien und Rumänien. Darüber hinaus wirkte sich in den Niederlanden positiv aus, dass neue Kunden gewonnen wurden. Dagegen führten geringere Absatzmengen in Italien zu einem niedrigeren Umsatz.

### Russland

Der Umsatz in der Region Russland stieg von 1.252 Mio € im Jahr 2010 um 29 Prozent auf 1.615 Mio € im Berichtszeitraum. Gründe für das Umsatzwachstum waren die gestiegenen Erzeugungskapazitäten und die höheren Strompreise. In der Landeswährung Rubel stieg der Umsatz um 31 Prozent auf 66.039 Mio Rubel (Vorjahr: 50.344 Mio Rubel).

### Entwicklung weiterer wesentlicher Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 519 Mio € um 12 Prozent unter dem Wert des Vorjahres von 588 Mio €. Sie resultierten im Wesentlichen aus Engineering-Leistungen im Netzbereich im Zusammenhang mit Neubauprojekten.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 14 Prozent auf 13.785 Mio € (Vorjahr: 15.961 Mio €) gesunken. Höhere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 6.027 Mio € (5.177 Mio €) wurden durch deutlich geringere Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 4.559 Mio € (6.046 Mio €) mehr als kompensiert. Im Jahr 2011 ergaben sich wesentliche Auswirkungen bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten. Diese betrafen vor allem die Gas- und Ölpositionen sowie die Emissionsrechte. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen betrugen 1.548 Mio € (3.478 Mio €) und resultierten im Geschäftsjahr 2011 vor allem aus der Veräußerung von weiteren Gazprom-Anteilen sowie des britischen Stromverteilnetzes. Im Vorjahr erzielten wir Erträge hauptsächlich durch die Abgabe von Stromkapazitäten und die Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (transpower) im Rahmen unserer Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission sowie die Abgabe von Gazprom-Anteilen. In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem die Auflösung von Wertberichtigungen und Rückstellungen sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Anstieg um 24.252 Mio € auf 97.827 Mio € (Vorjahr: 73.575 Mio €). Ursachen hierfür waren vor allem das im Jahr 2011 im Vergleich zum Vorjahr gestiegene Handelsvolumen, höhere Kosten, die durch die Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland (rund 1,5 Mrd €) verursacht wurden, und höhere Beschaffungskosten.

Der Personalaufwand stieg um 666 Mio € auf 5.947 Mio € (Vorjahr: 5.281 Mio €), insbesondere aufgrund von Restrukturierungsaufwendungen im Zusammenhang mit dem Projekt E.ON 2.0.

Die Abschreibungen erhöhten sich um 624 Mio € auf 7.081 Mio € (Vorjahr: 6.457 Mio €). Im vierten Quartal 2011 wurden Wertberichtigungen auf unser Anlagevermögen und den Goodwill in Höhe von 3 Mrd € im Wesentlichen in der Erzeugung vorgenommen. In Spanien und Italien machten eine pessimistischere Einschätzung der langfristigen Strompreisentwicklung, regulatorische Eingriffe sowie eine geringere Auslastung von Gas- und Kohlekraftwerken Abschreibungen in Höhe von insgesamt rund 1,9 Mrd € in diesen Ländern notwendig. Davon entfallen 1,6 Mrd € auf die konventionelle Erzeugung, 0,1 Mrd € auf die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und 0,2 Mrd € auf das regionale Geschäft in Italien. Auch in Ungarn und der Slowakischen Republik lagen Erzeugungsmengen und -margen unter den Erwartungen und erforderten Abschreibungen in Höhe von 0,3 Mrd € auf Kraftwerke sowie weitere 0,2 Mrd € auf das regionale Geschäft in Ungarn. Die übrigen Wertberichtigungen beliefen sich auf Abschreibungen in Höhe von 0,6 Mrd €. Davon entfielen jeweils 0,2 Mrd € auf Kraftwerke sowie das Regionalgeschäft in Benelux. Hauptgründe sind die früher als ursprünglich vorgesehene Stilllegung älterer Kraftwerke und geringere Erlöse im Bereich von Heizkraftwerken und im Wärmegeschäft infolge ungünstiger Marktentwicklungen. Darüber hinaus wurde durch die Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Anlagen (219 Mio €) erforderlich. Im Vorjahreswert waren vor allem außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Goodwill und das sonstige Anlagevermögen in Höhe von 2,6 Mrd € bei den von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich um 30 Prozent beziehungsweise 4.059 Mio € auf 17.656 Mio € (Vorjahr: 13.597 Mio €). Dies war im Wesentlichen auf höhere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 6.761 Mio € (4.936 Mio €), höhere Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten von 5.685 Mio € (3.559 Mio €), die insbesondere Commodity-Derivate betreffen, und höhere Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren im Jahr 2011 in Höhe von 742 Mio € (75 Mio €) zurückzuführen. Bei Letzterem handelt es sich insbesondere um negative Effekte aus der Reklassifizierung von Währungsumrechnungseffekten aus dem Eigenkapital im Zuge der Vereinfachung der Konzernstruktur.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen verminderte sich auf 512 Mio € (Vorjahr: 663 Mio €). Der Wert für das Jahr 2011 wurde insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen infolge der Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland (105 Mio €) geprägt.

## Entwicklung des EBITDA

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Einheiten verwenden wir seit dem 1. Januar 2011 ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Bereinigt werden bei unserem EBITDA im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben. Diese Ergebnisgröße ist von Investitions- und Abschreibungszyklen unabhängig und gleichzeitig eine Indikation für den zahlungswirksamen Ergebnisbeitrag (siehe auch Erläuterungen in Textziffer 33 des Anhangs).

Im Berichtszeitraum 2011 lag unser EBITDA um rund 4,1 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Die wesentlichen Gründe waren

- das Moratorium, die Novelle des Atomgesetzes mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland und die Kernbrennstoffsteuer (rund -2,5 Mrd €),
- unter anderem ein erheblicher Margendruck im Gasgeschäft (rund -0,7 Mrd €) und
- die Veräußerung des regulierten Netzgeschäfts in Großbritannien (rund -0,4 Mrd €)

EBITDA <sup>1)</sup>			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Erzeugung	2.114	3.757	-44
Erneuerbare Energien	1.459	1.207	+21
Gas	1.533	1.975	-22
Handel	-631	1.205	-
Deutschland	2.421	2.463	-2
Weitere EU-Länder	2.259	2.583	-13
Russland	553	377	+47
Konzernleitung/Konsolidierung	-415	-221	-
<b>Summe</b>	<b>9.293</b>	<b>13.346</b>	<b>-30</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 2011 50 Prozent.

EBITDA <sup>1)</sup>		
in Mio €	2011	%
Reguliertes Geschäft	3.721	40
Quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft	900	10
Marktbestimmtes Geschäft	4.672	50
<b>Summe</b>	<b>9.293</b>	<b>100</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 Erlös-komponenten (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 1.643 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Erzeugung				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2011	2010	2011	2010
Kernkraft	272	1.996	25	1.735
Fossile Erzeugung	1.792	1.725	1.061	984
Sonstiges/Konsolidierung	50	36	42	48
<b>Summe</b>	<b>2.114</b>	<b>3.757</b>	<b>1.128</b>	<b>2.767</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Bereich Kernenergie nahm das EBITDA um 1,7 Mrd € ab. Der Bereich Kernenergie in Deutschland wurde insbesondere durch das Moratorium, die Novelle des Atomgesetzes mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen der Kernkraftwerke Unterweser, Isar 1, Krümmel und Brunsbüttel sowie die Kernbrennstoffsteuer belastet. Dagegen wirkten sich die gestiegenen marktbasierten Transferpreise für Lieferungen an unseren Handelsbereich in Deutschland positiv aus. Das EBITDA lag in Deutschland 2,1 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Im Bereich Kernenergie in Schweden stieg das EBITDA um 437 Mio €, im Wesentlichen durch gestiegene Absatzmengen und höhere durchschnittliche Transferpreise. Darüber hinaus waren im Vorjahr höhere Rückstellungen im Kernenergiebereich erforderlich.

In der fossilen Erzeugung stieg das EBITDA um 67 Mio €. In Deutschland und Großbritannien nahm das Ergebnis vor allem durch höhere marktbasierte Transferpreise und die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke gegenüber dem Vorjahr zu. In Italien verringerten niedrigere Margen das Ergebnis. In Frankreich belasteten negative Effekte aus der Marktbewertung und Ausgleichszahlungen im Rahmen der Übertragung von Aktivitäten auf die Handelseinheit das Ergebnis.

## Erneuerbare Energien

Das EBITDA im Segment Erneuerbare Energien lag um 252 Mio € beziehungsweise 21 Prozent über dem Vorjahreswert.

Erneuerbare Energien				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2011	2010	2011	2010
Wasserkraft	909	755	793	640
Wind/Solar/Sonstiges	550	452	295	240
<b>Summe</b>	<b>1.459</b>	<b>1.207</b>	<b>1.088</b>	<b>880</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr stieg das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 20 Prozent auf 909 Mio €. Gründe waren im Wesentlichen höhere marktbasierte Transferpreise im Rahmen der Lieferung an unseren Handelsbereich. Dagegen belasteten niedrigere Produktionsmengen und geringere Optimierungseffekte durch die volatilen Marktpreise in Spanien das Ergebnis.

Wesentlicher Grund für den deutlichen Ergebnisanstieg im Bereich Wind/Solar/Sonstiges war der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten.

### Gas

Das EBITDA der globalen Einheit Gas lag mit 1.533 Mio € 22 Prozent oder 442 Mio € unter dem Vorjahreswert von 1.975 Mio €.

Gas				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2011	2010	2011	2010
Upstream	753	710	507	406
Midstream	-79	487	-224	375
Gastransport/ Beteiligungen	615	696	472	556
Sonstiges/Konsolidierung	244	82	242	78
<b>Summe</b>	<b>1.533</b>	<b>1.975</b>	<b>997</b>	<b>1.415</b>
1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt				

Das EBITDA im Upstream-Geschäft nahm vor allem wegen der positiven Preisentwicklung um 43 Mio € zu.

Die Ergebnisentwicklung im Bereich Midstream war durch einen massiven Ergebnismrückgang im Gashandelsgeschäft geprägt. Die Entkoppelung der Gas- von den Ölpreisen und der daraus resultierende negative Gas/Öl-Spread führten zu einem erheblichen Margendruck. Die weitgehend ölgebundenen Einkaufsverträge liegen preislich über dem Niveau der im großhandelsorientierten Gasvertrieb erzielbaren Marktpreise. Die Verhandlungen über Anpassungen der Einkaufspreise mit einigen Lieferanten waren zum Teil erfolgreich, betreffen allerdings noch nicht das Gesamtportfolio und können daher 2011 die insgesamt negative Entwicklung im Gas-großhandelsgeschäft nur teilweise kompensieren. Bedingt durch den Wegfall der im Vorjahr vereinnahmten Dividende aus der zwischenzeitlich veräußerten Gazprom-Beteiligung sank das Beteiligungsergebnis. Das ebenfalls im Bereich Midstream ausgewiesene Speichergeschäft verzeichnete vor allem kapazitätsgetrieben einen leichten Ergebnisanstieg.

Geringere Transportentgelte im regulierten Geschäft und positive Einmaleffekte im Vorjahr führten im Bereich Gastransport/Beteiligungen zu einem Ergebnismrückgang.

### Handel

Das EBITDA der Einheit Handel lag bei insgesamt -631 Mio €. Auf den Optimierungsbereich, der im Wesentlichen der Risikobegrenzung und der Optimierung von Erzeugung und Produktion im E.ON-Konzern dient, entfielen -675 Mio €. Dies ist vor allem auf höhere Transferpreise der Erzeugungseinheiten im nicht fossilen Stromportfolio und geringere erzielte Preise zurückzuführen. Der Bereich Eigenhandel verzeichnete zwar einen im Jahresverlauf stetigen Aufwärtstrend, wurde aber von der Entwicklung des Marktes nach der Bekanntgabe des Moratoriums im deutschen Kernkraftbereich negativ beeinflusst.

Handel				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2011	2010	2011	2010
Eigenhandel	44	-105	42	-107
Optimierung	-675	1.310	-684	1.303
<b>Summe</b>	<b>-631</b>	<b>1.205</b>	<b>-642</b>	<b>1.196</b>
1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt				

### Deutschland

Das EBITDA der Regionaleinheit Deutschland lag um 42 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Deutschland				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2011	2010	2011	2010
Verteilnetzgeschäft	1.535	1.876	885	1.247
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	886	587	585	294
<b>Summe</b>	<b>2.421</b>	<b>2.463</b>	<b>1.470</b>	<b>1.541</b>
1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt				



Im Geschäftsfeld Verteilnetz ging das Ergebnis insbesondere infolge regulierungsbedingt niedrigerer Netzentgelte im Strom- und Gasgeschäft um 341 Mio € zurück.

Das EBITDA im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges verbesserte sich um 299 Mio €. Dies ist unter anderem auf höhere Ergebnisbeiträge im Vertrieb und in der dezentralen Erzeugung zurückzuführen. Daneben wirkten sich Verbesserungen aus eingeleiteten Einsparmaßnahmen positiv aus.

### Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern lag insgesamt 13 Prozent beziehungsweise 324 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Weitere EU-Länder		EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
in Mio €		2011	2010	2011	2010
Großbritannien (in Mio £)		523 (454)	966 (829)	390 (338)	735 (631)
Schweden (in Mio SEK)		672 (6.068)	629 (5.997)	411 (3.710)	405 (3.859)
Tschechien (in Mio CZK)		470 (11.557)	323 (8.167)	359 (8.828)	220 (5.562)
Ungarn (in Mio HUF)		223 (62.378)	250 (68.973)	104 (29.037)	105 (28.675)
Übrige regionale Einheiten		371	415	227	248
<b>Summe</b>		<b>2.259</b>	<b>2.583</b>	<b>1.491</b>	<b>1.713</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Großbritannien ging das EBITDA um 443 Mio € zurück. Ursache war vor allem die Veräußerung des regulierten Geschäfts (Central Networks). Im zweiten, dritten und vierten Quartal 2010 trug dieses Geschäft 430 Mio € zum EBITDA bei.

Das EBITDA in der Region Schweden nahm um 43 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert zu. Dies ist auf Währungsumrechnungseffekte von 36 Mio € und gestiegene Margen im Endkunden- und im Verteilnetzgeschäft zurückzuführen, die teilweise durch negative Effekte aus Desinvestitionen kompensiert wurden.

In Tschechien stieg das EBITDA vor allem aufgrund höherer Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft um insgesamt 147 Mio €.

Das EBITDA der Region Ungarn entfällt im Wesentlichen mit 183 Mio € auf das Verteilnetzgeschäft und mit 24 Mio € auf das Vertriebsgeschäft. Der Rückgang ist auf niedrigere Margen und Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen.

Bei den übrigen regionalen Einheiten verringerte sich das EBITDA um 44 Mio €. Dies war im Wesentlichen auf einen erhöhten Wertberichtigungsbedarf auf lange überfällige Forderungen und die Abgabe des Verteilnetzgeschäfts in Italien zurückzuführen. Darüber hinaus belastete eine rückläufige Marge im Gasgeschäft infolge hoher Gasbezugskosten in Rumänien das Ergebnis. Dagegen führten Kostensenkungen im Vertriebs- und Wärmegeschäft in den Niederlanden zu einem Ergebnisanstieg.

### Russland

In der Region Russland nahm das EBITDA im Berichtszeitraum im Wesentlichen durch die gestiegenen Erzeugungskapazitäten und eine verbesserte Strommarge um 176 Mio € auf 553 Mio € (Vorjahr: 377 Mio €) zu. Das EBIT lag bei 398 Mio € (250 Mio €). In der Landeswährung Rubel stieg das EBITDA um 49 Prozent auf 22.620 Mio Rubel (15.180 Mio Rubel). Das EBIT lag bei 16.256 Mio Rubel (10.062 Mio Rubel).

## Konzernergebnis

Der Konzernfehlbetrag der Gesellschafter der E.ON AG und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen im Geschäftsjahr 2011 bei -2,2 Mrd € beziehungsweise -1,16 €. Im Vorjahr betrug der Konzernüberschuss 5,9 Mrd € und das Ergebnis je Aktie 3,07 €.

Konzernergebnis		
in Mio €	2011	2010
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>9.293</b>	<b>13.346</b>
Planmäßige Abschreibung	-3.689	-3.752
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-166	-140
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>5.438</b>	<b>9.454</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.776	-2.257
Netto-Buchgewinne/-verluste	1.221	2.873
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-586	-621
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-801	-
Impairments <sup>2)</sup>	-3.004	-2.598
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-3.403	2.212
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>-2.911</b>	<b>9.063</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	1.036	-1.946
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-1.875</b>	<b>7.117</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	14	-836
<b>Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>	<b>-1.861</b>	<b>6.281</b>
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	-2.219	5.853
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	358	428

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.

Das wirtschaftliche Zinsergebnis verbesserte sich gegenüber dem Vorjahr um 481 Mio €. Wesentlicher Grund hierfür war die Reduzierung der Netto-Verschuldung des E.ON-Konzerns. Darüber hinaus wirkte sich die Rücknahme des zum Jahresende 2010 eingestellten Zinsnachteils aus den Vorausleistungen in den Fonds zur Förderung der Erneuerbaren Energien positiv aus.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2011	2010
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-2.094	-2.303
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	318	46
<b>Summe</b>	<b>-1.776</b>	<b>-2.257</b>

Im Jahr 2011 lagen die Netto-Buchgewinne 1.652 Mio € beziehungsweise 58 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Im Jahr 2011 resultierten die Buchgewinne vor allem aus dem Abgang der restlichen Gazprom-Anteile, dem Verkauf des Netzgeschäfts in Großbritannien, dem Abgang des Gasverteilnetzes in Schweden sowie der Veräußerung von Wertpapieren. Der Wert für das Jahr 2010 enthielt insbesondere Buchgewinne aus der Veräußerung von Gazprom-Anteilen, der Abgabe von Stromkapazitäten und der Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (transpower) im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahr um 35 Mio € gesunken. Der Aufwand entstand wie auch im Vorjahr im Rahmen von Strukturmaßnahmen bei deutschen Regionalversorgern sowie bei den regionalen Einheiten in Großbritannien und Frankreich. Ferner wirkten sich 2011 Aufwendungen im Zusammenhang mit der Restrukturierung des IT-Bereichs aus.

Bei den Aufwendungen im Rahmen des Programms E.ON 2.0 handelt es sich insbesondere um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen.

Im vierten Quartal 2011 wurden Wertberichtigungen auf unser Anlagevermögen und den Goodwill in Höhe von 3 Mrd € im Wesentlichen in der Erzeugung vorgenommen. In Spanien und Italien machten eine pessimistischere Einschätzung der langfristigen Strompreisentwicklung, regulatorische Eingriffe sowie eine geringere Auslastung von Gas- und Kohlekraftwerken Abschreibungen in Höhe von insgesamt rund 1,9 Mrd € in diesen Ländern notwendig. Davon entfallen 1,6 Mrd € auf die

konventionelle Erzeugung, 0,1 Mrd € auf die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und 0,2 Mrd € auf das regionale Geschäft in Italien. Auch in Ungarn und der Slowakischen Republik lagen Erzeugungsmengen und -margen unter den Erwartungen und erforderten Abschreibungen in Höhe von 0,3 Mrd € auf Kraftwerke sowie weitere 0,2 Mrd € auf das regionale Geschäft in Ungarn. Die übrigen Wertberichtigungen beliefen sich auf Abschreibungen in Höhe von 0,6 Mrd €. Davon entfielen jeweils 0,2 Mrd € auf Kraftwerke sowie das Regionalgeschäft in Benelux. Hauptgründe sind die früher als ursprünglich vorgesehene Stilllegung älterer Kraftwerke und geringere Erlöse im Bereich von Heizkraftwerken und im Wärmegeschäft infolge ungünstiger Marktentwicklungen. Im Vorjahr belasteten vor allem außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Goodwill und das sonstige Anlagevermögen in Höhe von 2,6 Mrd € bei den von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich das Ergebnis.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2011 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein negativer Effekt von 1.805 Mio € gegenüber einem positiven Effekt von 2.711 Mio € im Vorjahr. Zusätzlich waren neben den im vierten Quartal festgestellten Wertberichtigungen weitere unterjährige Wertberichtigungen erforderlich. Diese beziehen sich im Wesentlichen auf Abschreibungen des Anlagevermögens im Zusammenhang mit der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland und Förderlizenzen im Gasgeschäft. Im Berichtszeitraum 2011 ergaben sich weitere negative Effekte aus der Reklassifizierung von Währungsumrechnungseffekten aus dem Eigenkapital im Zuge der Vereinfachung der Konzernstruktur und aus Vorfälligkeitsentschädigungen im Rahmen der angekündigten Schuldenreduzierung, sofern diese in einem sachlichen Zusammenhang mit Erlösen aus Unternehmensverkäufen stehen.

Der im Vergleich zum Vorjahr um 3,0 Mrd € geringere Steuer- aufwand beruht im Wesentlichen auf dem Ergebnisrückgang.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten im Jahr 2010 enthält im Wesentlichen das Ergebnis der veräußerten Market Unit US-Midwest, das gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen wird (siehe Erläuterungen in Textziffer 4 des Anhangs). Der hohe negative Wert resultierte aus einer Wertberichtigung auf den in der Market Unit US-Midwest bilanzierten Goodwill in Höhe von etwa 0,9 Mrd €, die im Rahmen der Veräußerung des US-Strom- und -Gasgeschäfts vorgenommen werden musste.

## 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 bereinigten Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Nachhaltiger Konzernüberschuss			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Konzernfehlbetrag/-überschuss der Gesellschafter der E.ON AG	-2.219	5.853	-
Netto-Buchgewinne	-1.221	-2.873	-
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	1.387	621	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	6.407	386	-
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	-1.708	171	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-131	-112	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-14	836	-
<b>Summe</b>	<b>2.501</b>	<b>4.882</b>	<b>-49</b>

## Wertmanagement

### Konzernweit einheitliches Wertmanagement

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

Neben unserer wichtigsten internen Steuerungskennzahl EBITDA sind ROACE und Value Added weitere Kriterien zur Beurteilung der Wertentwicklung des operativen Geschäfts von E.ON. Für das Geschäftsjahr 2011 wird erstmals der ROACE (Return on Average Capital Employed) ausgewiesen. Wesentlicher Unterschied zum ROCE ist die Berücksichtigung des abschreibbaren Anlagevermögens mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten statt wie bisher mit Buchwerten. Dadurch kann die Kapitalrendite unabhängig von der Abschreibungsquote dargestellt werden. Für die periodische Erfolgskontrolle wird der ROACE den Kapitalkosten gegenübergestellt. Bei der Wertanalyse kommt neben dem ROACE als relativem Performance-Maß gleichzeitig der Indikator Value Added für den absoluten Wertbeitrag zum Einsatz.

### Kapitalkosten

Wir ermitteln die Kapitalkosten für das eingesetzte Vermögen 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 nach Steuern an. Die Prämissen der Kapitalkostenfestlegung werden jährlich überprüft. Eine Anpassung der Kapitalkosten erfolgt bei signifikanten Änderungen.

Im Geschäftsjahr 2011 haben sich einzelne Prämissen deutlich verändert. Die nebenstehende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern. Bei einem gleichbleibenden Marktzinsniveau war aufgrund der anhaltenden Volatilität der Aktienmärkte ein Anstieg der Marktprämie von 4,0 auf 4,5 Prozent zu verzeichnen. Die angesetzte Kapitalstruktur entspricht für den E.ON-Konzern einem Verhältnis von 50 zu 50 Prozent. Die Anpassung der Kapitalstruktur trägt der veränderten Marktkapitalisierung des E.ON-Konzerns Rechnung.

Insgesamt führte die Neufestlegung der Parameter aufgrund gegenläufiger Effekte zu keiner Veränderung der Kapitalkosten des E.ON-Konzerns für das Jahr 2011. Die Kapitalkosten nach Steuern liegen weiterhin bei 6,1 Prozent, die Kapitalkosten vor Steuern bei 8,3 Prozent. Die Renditeanforderungen für die einzelnen Segmente wurden angepasst. Sie variierten für das abgelaufene Geschäftsjahr zwischen 7,5 Prozent und 10,9 Prozent vor Steuern auf Eurobasis.

Kapitalkosten		
	2011	2010
Risikoloser Zinssatz	4,0 %	4,0 %
Marktprämie <sup>1)</sup>	4,5 %	4,0 %
Beta-Faktor <sup>2)</sup>	1,00	0,84
<b>Eigenkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>8,5 %</b>	<b>7,4 %</b>
Steuersatz	27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern	11,6 %	10,1 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	5,0 %	5,0 %
Tax Shield (27 %) <sup>3)</sup>	1,3 %	1,3 %
<b>Fremdkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>3,7 %</b>	<b>3,7 %</b>
Anteil Eigenkapital	50,0 %	65,0 %
Anteil Fremdkapital	50,0 %	35,0 %
<b>Kapitalkosten nach Steuern</b>	<b>6,1 %</b>	<b>6,1 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>8,3 %</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 eins signalisiert ein höheres Risiko, ein Beta kleiner eins 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. Er wird als Quotient aus unserem EBIT und dem durchschnittlich investierten Kapital (Average Capital Employed) berechnet.

Das Average 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 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 2011

Der deutliche Rückgang des ROACE von 14,4 auf 8,4 Prozent ist vor allem auf das gesunkene EBIT zurückzuführen. Gegenläufig wirkte eine leichte Verringerung des Average Capital Employed aufgrund von Desinvestitionen und Stilllegungen, die durch die laufenden Investitionen nicht voll kompensiert wurden. Mit 8,4 Prozent liegt der ROACE weiterhin über den Kapitalkosten vor Steuern, sodass ein Value Added von 90 Mio € geschaffen werden konnte.

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

Wertentwicklung		
in Mio €	2011	2010
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>5.438</b>	<b>9.454</b>
Goodwill, immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen <sup>2)</sup>	67.987	72.194
+ Beteiligungen	8.233	8.543
+ Vorräte	4.828	4.064
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	4.055	5.184
+ Übrige unverzinsliche Vermögenswerte inkl. aktiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	29.331	23.709
- Unverzinsliche Rückstellungen <sup>3)</sup>	8.231	8.006
- Unverzinsliche Verbindlichkeiten inkl. passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	41.132	37.362
- Bereinigungen <sup>4)</sup>	1.908	2.614
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten zum Stichtag</b>	<b>63.163</b>	<b>65.712</b>
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten im Jahresdurchschnitt<sup>5)</sup></b>	<b>64.438</b>	<b>-</b>
<b>ROACE</b>	<b>8,4 %</b>	<b>14,4 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>8,3 %</b>	<b>8,3 %</b>
<b>Value Added<sup>6)</sup></b>	<b>90</b>	<b>4.000</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.

## Entwicklung der Investitionen

Im Geschäftsjahr 2011 haben sich die Investitionen im Vergleich zum Vorjahr um rund 1,8 Mrd € auf 6,5 Mrd € verringert. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 6,2 Mrd € (Vorjahr: 7,9 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 0,3 Mrd € gegenüber 0,4 Mrd € im Vorjahr.

Im Ausland haben wir im Jahr 2011 mit 4.709 Mio € 21 Prozent weniger investiert als im Vorjahr (5.924 Mio €).

Investitionen			
in Mio €	2011	2010	+/- %
Erzeugung	1.711	2.592	-34
Erneuerbare Energien	1.114	1.260	-12
Gas	1.204	1.244	-3
Handel	24	16	+50
Deutschland	910	1.083	-16
Weitere EU-Länder	1.210	1.565	-23
Russland	322	433	-26
Konzernleitung/Konsolidierung	29	93	-69
<b>Summe</b>	<b>6.524</b>	<b>8.286</b>	<b>-21</b>
Instandhaltungsinvestitionen	1.257	1.110	+13
Wachstums- und Ersatzinvestitionen	5.267	7.176	-27

Im Jahr 2011 investierte die globale Einheit Erzeugung 881 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 1.520 Mio € um 1.020 Mio € unter dem Vorjahreswert von 2.540 Mio €. Der hohe Vorjahreswert resultierte vor allem aus Auszahlungen für die inzwischen fertiggestellten Kraftwerksprojekte Gönyü in Ungarn, Malzenice in der Slowakei, Irsching in Deutschland, Algeciras in Spanien und Émile Huchet in Frankreich. Darüber hinaus wurde in der nuklearen Erzeugung bedingt durch die Stilllegung der Kernkraftwerke weniger als im Vorjahr investiert. Ferner waren die Investitionen in das Kraftwerksprojekt Maasvlakte in den Niederlanden im Vorjahr höher als im Berichtszeitraum 2011.

Im Segment Erneuerbare Energien investierten wir 146 Mio € weniger als im Vorjahr. Im Bereich Wasserkraft sanken die Investitionen um 14 Prozent von 97 Mio € auf 83 Mio €. Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lagen die Investitionen mit 1.031 Mio € 11 Prozent unter dem Vorjahreswert von 1.163 Mio €. Die Auszahlungen betrafen die Entwicklung und den Bau von Windkraftanlagen in Europa und in den USA.

Die Investitionen in der globalen Einheit Gas betrugen 1.204 Mio €. Hiervon entfielen 1.123 Mio € (Vorjahr: 1.102 Mio €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Investitionen im Explorationsbereich und in die gaswirtschaftliche Infrastruktur. Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 81 Mio € (142 Mio €) und resultierten im Wesentlichen aus dem Rückwerb der E.ON Bioerdgas von E.ON Climate & Renewables und aus einer Eigenkapitalerhöhung bei der Pipelinegesellschaft Nord Stream.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr investierte die regionale Einheit Deutschland 173 Mio € weniger als im Vorjahr. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte fielen dabei um 165 Mio € auf 892 Mio €, vor allem bedingt durch geringere Investitionen in die Stromverteilung sowie höhere Auszahlungen für das Kraftwerk Plattling und für Entsorgungsprojekte im Vorjahr. Die Beteiligungsinvestitionen lagen bei 18 Mio €.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern lagen im Jahr 2011 insgesamt 355 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte rund 212 Mio € (Vorjahr: 523 Mio €). Grund für den Rückgang war im Wesentlichen der Verkauf von Central Networks. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 422 Mio € um 5 Mio € unter dem Vorjahreswert von 427 Mio €. In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte wurden 420 Mio € (425 Mio €) zur Instandhaltung und zum Ausbau der dezentralen Kraftwerke sowie zur Verbesserung und zum Ausbau des Verteilnetzes investiert. In Tschechien lagen die Investitionen mit 200 Mio € auf dem Vorjahresniveau von 198 Mio € und in Ungarn nahmen sie um 7 Prozent auf 147 Mio € (158 Mio €) ab.

Die Region Russland investierte 322 Mio € (Vorjahr: 433 Mio €), insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms.



## Cashflow und Finanzposition

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

Der operative Cashflow lag im Jahr 2011 mit 6,6 Mrd € deutlich unter dem Vorjahreswert von 10,6 Mrd €. Wesentliche Gründe für den Rückgang waren zahlungswirksame Effekte im Zusammenhang mit dem Rückgang unseres EBITDA, ein negativer Einmaleffekt aufgrund des Nachfundings des Pensionsvermögens vor allem in Großbritannien und insgesamt negative Effekte im Working Capital. Insbesondere geringere Zahlungen im Rahmen der Investitionsförderung neuer Windparks in den USA, Portfolioeffekte, höhere Zinszahlungen sowie Veränderungen des Working Capitals bei unseren globalen Einheiten Handel und Gas sowie im regionalen Geschäft wirkten sich negativ aus. Gegenläufig wirkten sich die geringeren Steuerzahlungen aus.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag im Jahr 2011 bei rund -3,1 Mrd € (Vorjahr: 1,1 Mrd €). Niedrigeren Auszahlungen für Investitionen in Sachanlagen standen geringere Einzahlungen aus dem Verkauf von Beteiligungen gegenüber. Darüber hinaus war die Mittelbindung bei Wertpapieren und Finanzforderungen deutlich höher als im Vorjahr.

Im Jahr 2011 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -5,8 Mrd € (Vorjahr: -9,9 Mrd €). Neben den gleichbleibend hohen Dividenden an die Aktionäre spiegelt sich hierin vor allem die Nettorückzahlung von Finanzverbindlichkeiten wider.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2010 (-37.701 Mio €) sank unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 1.316 Mio € auf -36.385 Mio €. Wesentliche Gründe für die Verbesserung waren die Veräußerungserlöse für das britische Netzgeschäft und für die zweite Tranche der Gazprom-Anteile. Zusammen mit dem operativen Cashflow überstiegen diese Erlöse im Jahr 2011 die Sachanlageinvestitionen. Die Dividendenzahlung der E.ON AG wirkte sich negativ auf die Netto-Verschuldung aus. Der Anstieg der Entsorgungsrückstellungen war unter anderem durch die Novelle des Atomgesetzes bedingt.

Bei der Herleitung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung berücksichtigen wir die Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement), um auch die Fremdwährungseffekte aus Finanztransaktionen zu erfassen, die sich aus bilanziellen Gründen nicht direkt in den Komponenten der Netto-Finanzposition auswirken.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		
in Mio €	31. Dezember	
	2011	2010
Liquide Mittel	7.020	8.273
Langfristige Wertpapiere	4.904	3.903
<b>Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere</b>	<b>11.924</b>	<b>12.176</b>
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-28.490	-31.799
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-1.424	-692
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>-29.914</b>	<b>-32.491</b>
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>-17.990</b>	<b>-20.315</b>
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen <sup>1)</sup>	524	334
Pensionsrückstellungen	-3.245	-3.250
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-17.269	-15.968
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.595	1.498
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung</b>	<b>-36.385</b>	<b>-37.701</b>
EBITDA <sup>2)</sup>	9.293	13.346
<b>Debt Factor</b>	<b>3,9</b>	<b>2,8</b>

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

Zum Jahresende 2011 betrug der Debt Factor 3,9 (Vorjahr: 2,8). Dieser war jedoch maßgeblich beeinflusst durch größtenteils nicht zahlungswirksame Einmaleffekte, die aus dem vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie resultierten. Bereinigt um diese Effekte betrug der Debt Factor 3,4.

## Finanzstrategie

E.ONs Finanzstrategie setzt sich zusammen aus den drei zentralen Bestandteilen Rating, Debt Factor und Dividendenpolitik. Das von E.ON gesetzte Ratingziel ist ein „Solid Single A“ Rating. Mit diesem Rating kombiniert E.ON das Ziel einer effizienten Kapitalstruktur mit der Möglichkeit des Zugangs zu einer Vielzahl von Finanzierungsquellen.

Das Ratingziel hat unmittelbar Einfluss auf die Kapitalstruktur, die bei E.ON mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gemessen wird. Der Debt Factor 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. E.ONs mittelfristiges Ziel für den Debt Factor liegt bei kleiner 3 (Vorjahr: kleiner oder gleich 3). Um den Zielwert von kleiner 3 zu erreichen, hatte E.ON bereits im November 2010 proaktiv ein zusätzliches Programm zum Management der Portfolio- und Bilanzstruktur angekündigt, welches unter anderem Desinvestitionen in Höhe von 15 Mrd € vorsieht. In diesem Rahmen wurden seitdem bereits Desinvestitionen in Höhe von rund 9,2 Mrd € getätigt. Dies trug mit dazu bei, dass E.ON sein Ratingziel eines „Solid Single A“ erreicht.

Das dritte wichtige Element der Finanzstrategie ist unsere über die letzten Jahre kontinuierliche Dividendenpolitik mit dem Ziel, 50 bis 60 Prozent des nachhaltigen Konzernüberschusses auszuschütten. In Abwägung dieses Ziels mit dem einer stabilen Dividende schlagen wir für das Geschäftsjahr 2011 eine im Vergleich zum Vorjahr von 1,50 € auf 1,00 € reduzierte Dividende pro Aktie vor. Für das Geschäftsjahr 2012 planen wir jedoch wieder eine Steigerung der Dividende auf 1,10 € und für 2013 eine Dividende pro Aktie in mindestens gleicher Höhe. Wir halten grundsätzlich an unserer Ziel-Ausschüttungsquote von 50 bis 60 Prozent fest. Auf diese Weise sichern wir unseren Aktionären auch in schwierigen Zeiten eine langfristige und werthaltige Investition, die sich durch eine stabile Rendite auszeichnet.

## 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 AG oder von der E.ON AG selbst durchgeführt und die Mittel innerhalb des Konzerns weitergeleitet.

Im Jahre 2011 hat E.ON aufgrund der Liquiditätssituation im Konzern keine Anleihen emittiert. Im Zuge der Bekanntgabe, mindestens die Hälfte der Erlöse aus Unternehmensverkäufen zur Schuldenreduzierung einzusetzen, hat E.ON am 24. Januar 2011 Anleihegläubigern ein zweistufiges Angebot zum vorzeitigen Rückkauf mehrerer Anleihen im Nennwert von circa 7 Mrd € mit Fälligkeits bis 2014 unterbreitet. Insgesamt wurden Anleihen im Nennwert von rund 1,8 Mrd € zurückgekauft. Darüber hinaus erfolgte 2011 die vorzeitige Rückführung von Schuldscheindarlehen in Höhe von rund 0,6 Mrd €. Zusätzlich haben reguläre Anleihetilgungen in Höhe von 2,1 Mrd € sowie abgegebene Schulden aus der Desinvestition des britischen Verteilnetzgeschäfts von 0,6 Mrd € die Brutto-Verschuldung verringert. Gegenläufig wirkte sich vor allem die Aufnahme von Commercial Paper zur Überbrückung eines kurzfristigen Finanzierungsbedarfs im vierten Quartal 2011 aus. Insgesamt haben wir im Jahr 2011 die Brutto-Verschuldung gegenüber Kreditinstituten und Dritten um über 3 Mrd € auf 28,5 Mrd € reduziert.

Wesentlichen Anteil an der Brutto-Finanzverschuldung des E.ON-Konzerns haben die derzeit ausstehenden Anleihen der E.ON AG und der E.ON International Finance B.V. Diese 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 2011 planmäßig um ein Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €. Zum Jahresende 2011 standen im Rahmen des Programms Anleihen in Höhe von umgerechnet rund 21,1 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. Die Emission von CP dient der Finanzierung kurzfristiger Finanzierungsspitzen beziehungsweise zur weiteren Diversifikation der Investorenbasis. Zum Jahresende 2011 standen Commercial Paper in Höhe von 869 Mio € (Vorjahr: 0) aus.

Finanzverbindlichkeiten		
in Mrd €	31. Dez. 2011	31. Dez. 2010
Anleihen <sup>1)</sup>	23,4	27,5
in EUR	13,3	16,6
in GBP	5,0	5,5
in USD	2,6	2,5
in CHF	1,3	1,6
in SEK	0,3	0,4
in JPY	0,8	0,7
in sonstigen Währungen	0,1	0,2
Schuldscheindarlehen	0,8	1,4
Commercial Paper	0,9	-
Sonstige Verbindlichkeiten	4,8	3,6
<b>Summe</b>	<b>29,9</b>	<b>32,5</b>

1) inklusive Privatplatzierungen

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

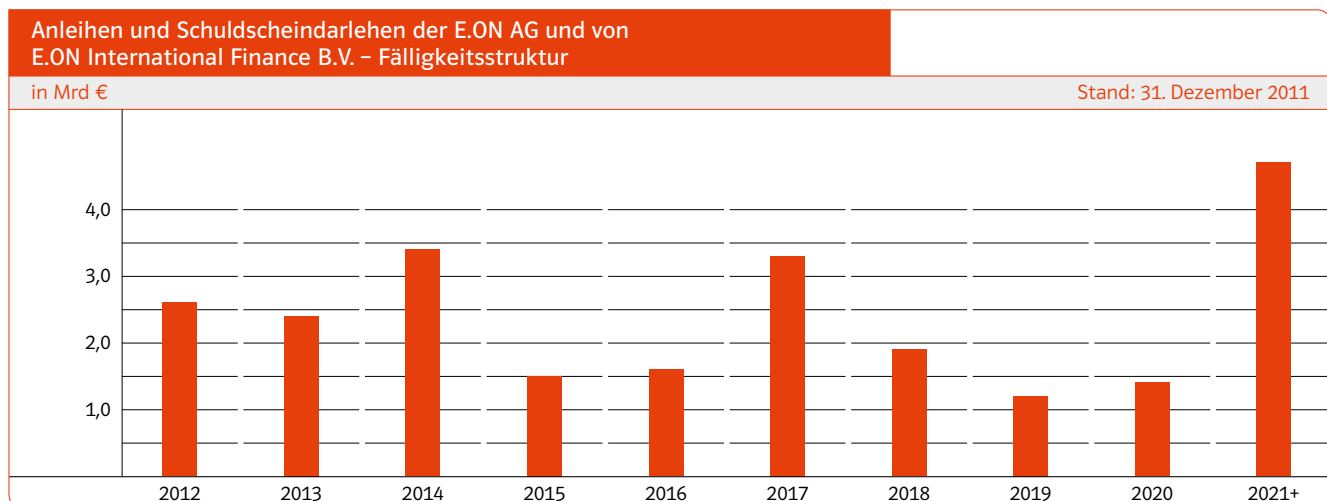
Daneben steht E.ON die am 25. November 2010 mit 30 Banken abgeschlossene syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 6 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren zur Verfügung. Diese Kreditlinie ist nicht gezogen worden, sondern dient

vielmehr als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns. Die Teilnahme an dieser Kreditlinie definiert die Zugehörigkeit zu E.ONs Kernbankengruppe.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P“) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A beziehungsweise von A3 bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-1 (S&P) und P-2 (Moody's). Im Juli 2011 hat S&P das A Rating bestätigt und gleichzeitig den Ausblick des Ratings von stabil auf negativ angepasst. Im Oktober 2011 hat Moody's E.ONs Kurzfrist-Rating von P-1 auf P-2 sowie das Langfrist-Rating von A2 auf A3 mit stabilem Ausblick heruntergestuft. Die Bonitätsbeurteilungen beider Ratingagenturen liegen damit innerhalb des von E.ON angestrebten Ratingziels eines „Solid Single A“ Ratings.

Ratings der E.ON AG			
	Langfristiges Rating	Kurzfristiges Rating	Ausblick
Moody's	A3	P-2	stabil
Standard & Poor's	A	A-1	negativ

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



Im Vergleich zum Ende des Vorjahres verminderten sich die langfristigen Vermögenswerte zum 31. Dezember 2011 um 4 Prozent. Ursachen waren hauptsächlich die Veräußerung der Vermögenswerte des Netzgeschäfts in Großbritannien sowie Wertberichtigungen auf Sachanlagen und Goodwill. Im vierten Quartal 2011 wurde Wertberichtigungsbedarf auf Sachanlagen und Goodwill in Höhe von 3 Mrd € unter anderem in Spanien und Italien festgestellt. Auf der anderen Seite kompensierten Investitionen in Sachanlagen und höhere aktive latente Steuern, insbesondere aus gestiegenen Verlustvorträgen, die Minderung der langfristigen Vermögenswerte teilweise.

Die kurzfristigen Vermögenswerte erhöhten sich um 10 Prozent. Gründe hierfür waren im Vergleich zum 31. Dezember 2010 im Wesentlichen höhere betriebliche Forderungen sowie höhere Ertragsteueransprüche. Die Veräußerung von Gazprom-Anteilen im ersten Quartal 2011 wirkte sich teilweise kompensierend aus.

Die Eigenkapitalquote zum 31. Dezember 2011 verminderte sich gegenüber dem Stichtag des Vorjahres um vier Prozentpunkte auf 26 Prozent. Im vierten Quartal 2011 hatten wir hohe Aufwendungen aus Wertberichtigungen sowie Verluste aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten zu verzeichnen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird.

Die langfristigen Schulden gingen um 4 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück, hauptsächlich durch die vorzeitige Tilgung von langfristigen Finanzschulden. Gegenläufig wirkten sich vor allem höhere Rückstellungen aus langfristigen Entsorgungs- und Restrukturierungsverpflichtungen aus.

Die kurzfristigen Schulden erhöhten sich im Vergleich zum 31. Dezember 2010 um 22 Prozent, im Wesentlichen durch den Aufbau von betrieblichen Verbindlichkeiten, höhere Ertragsteuerverbindlichkeiten und höhere Finanzverbindlichkeiten.

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

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 39 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2010: 43 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 104 Prozent (31. Dezember 2010: 108 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.

### Zusammenfassende Aussage zur Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage

In einem schwierigen Umfeld – geprägt von schwacher Energienachfrage mit negativen Effekten für Auslastung, Preise und Margen, hohem Wettbewerbsdruck im Gashandel und der vorzeitigen Abschaltung einiger unserer deutschen Kernkraftwerke – ist es uns im Geschäftsjahr 2011 gelungen, Ergebnisse im Rahmen der zum Halbjahr angepassten Erwartungen zu erzielen. Die Finanzkraft und finanzielle Flexibilität des Unternehmens konnten wir verbessern. Wir haben die wirtschaftliche Netto-Verschuldung des Konzerns zum 31. Dezember 2011 auf rund 36,4 Mrd € und die Netto-Finanzposition auf rund -18 Mrd € gesenkt. Darüber hinaus verfügt der E.ON-Konzern weiterhin über eine gute Vermögens- und Kapitalstruktur.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	31. Dez. 2011	%	31. Dez. 2010	%
Langfristige Vermögenswerte	102.221	67	106.657	70
Kurzfristige Vermögenswerte	50.651	33	46.224	30
<b>Aktiva</b>	<b>152.872</b>	<b>100</b>	<b>152.881</b>	<b>100</b>
Eigenkapital	39.613	26	45.585	30
Langfristige Schulden	67.129	44	69.580	45
Kurzfristige Schulden	46.130	30	37.716	25
<b>Passiva</b>	<b>152.872</b>	<b>100</b>	<b>152.881</b>	<b>100</b>

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

Der Jahresabschluss der E.ON AG ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) und des Aktiengesetzes aufgestellt.

Bilanz der E.ON AG (Kurzfassung)		
in Mio €	31. Dezember	
	2011	2010
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	125	134
Finanzanlagen	36.385	38.983
<b>Anlagevermögen</b>	<b>36.510</b>	<b>39.117</b>
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	18.457	19.310
Übrige Forderungen	6.094	5.835
Liquide Mittel	1.523	2.271
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>26.074</b>	<b>27.416</b>
<b>Gesamtvermögen</b>	<b>62.584</b>	<b>66.533</b>
Eigenkapital	12.787	13.648
Rückstellungen	6.434	6.043
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	39.466	44.237
Übrige Verbindlichkeiten	3.897	2.605
<b>Gesamtkapital</b>	<b>62.584</b>	<b>66.533</b>

Die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON AG als Konzernmuttergesellschaft ist durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Dieses Ergebnis hat sich 2011 durch zum Teil rückläufige Ergebnisabführungen bei gleichzeitig gestiegenen Verlustausgleichsverpflichtungen um 1.661 Mio € auf 5.081 Mio € reduziert. Zu diesem Beteiligungsergebnis hat insbesondere die Gewinnabführung der E.ON Energie AG in Höhe von 2.517 Mio € beigetragen. Darüber hinaus führte die Ausschüttung von Kapitalrücklagen der E.ON Finanzanlagen GmbH zu einem Ergebnisanstieg von 3.660 Mio €. Gegenläufig wirken sich hier Wertberichtigungen auf Finanzanlagen und damit im Zusammenhang stehende Rückstellungsbildungen bei der E.ON Iberia Holding GmbH aus, die im Rahmen von Verlustausgleichsverpflichtungen das Beteiligungsergebnis belasten.

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 738 Mio € auf -1.621 Mio € verschlechtert. Grund hierfür ist insbesondere der Aufwand in Höhe von 1.400 Mio € im Zusammenhang mit der Einstellung in die Kapitalrücklage der E.ON Italia S.p.A. Ertragserhöhend wirkten hier die Zuschreibungen auf Anteile an verbundenen Unternehmen in Höhe von 144 Mio €.

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON AG (Kurzfassung)		
in Mio €	2011	
	2011	2010
Beteiligungsergebnis	5.081	6.742
Zinsergebnis	-1.270	-1.324
Übrige Aufwendungen und Erträge	-1.621	-883
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>2.190</b>	<b>4.535</b>
Außerordentlicher Aufwand	-37	-86
Steuern	-157	-638
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>1.996</b>	<b>3.811</b>
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-91	-953
<b>Bilanzgewinn</b>	<b>1.905</b>	<b>2.858</b>

Die ausgewiesenen Ertragsteuern betreffen in voller Höhe Steuern für Vorjahre.

Wir schlagen der Hauptversammlung am 3. Mai 2012 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 1,00 € je dividendenberechtigter 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 AG wird im elektronischen Bundesanzeiger bekannt gemacht. Er kann als Sonderdruck bei der E.ON AG angefordert werden. Im Internet ist er unter [www.eon.com](http://www.eon.com) abrufbar.

## Angaben zu Übernahmehindernissen

Die Angaben nach § 289 Abs. 4 und § 315 Abs. 4 HGB sind Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts und befinden sich im Kapitel Angaben zu Übernahmehindernissen auf den Seiten 196 bis 199.

Die Erwartungen der Gesellschaft an die Energiewirtschaft sind in den vergangenen Jahren gewachsen. Unsere Stakeholder erwarten, dass wir unsere Geschäfte verantwortungsvoll und nachhaltig betreiben. Gleichzeitig sind die Herausforderungen, wie Antworten auf den Klimawandel zu finden oder nachhaltige Lösungen für die Energieversorgung der Zukunft zu entwickeln, größer geworden. Mit unserer Strategie cleaner & better energy stellen wir uns diesen komplexen Anforderungen. Abgeleitet aus der neuen Strategie haben wir 2011 ein neues Nachhaltigkeitsprogramm erarbeitet. Unser Schwerpunkt ist es, nachhaltige Kriterien aus den Bereichen Umwelt, Arbeitssicherheit und gute Unternehmensführung in wesentlichen Geschäftsbereichen weiter zu etablieren. Im Austausch mit verschiedenen Stakeholdern haben wir uns langfristige Ziele gesetzt, die wir in unserem Nachhaltigkeitsbericht darstellen. Hier berichten wir auch jährlich über die genauen Inhalte und Entwicklungen in unseren Schwerpunktthemen. Nur durch den transparenten Nachweis unserer Leistungen und die kontinuierliche Einbindung unserer Stakeholder gelingt es uns, Vertrauen und Akzeptanz zu schaffen, damit wir den Erfolg unseres Geschäfts langfristig sichern können.

Erfolge konnten wir 2011 beispielsweise im Bereich der verantwortungsvollen Brennstoffbeschaffung mit der Etablierung der bettercoal-Initiative oder bei der Verringerung unserer Unfallzahlen verzeichnen. Eine Bestätigung unserer Leistung am Kapitalmarkt erhielten wir 2011 durch die wiederholte Aufnahme in den Dow Jones Sustainability Index. Mehr Informationen zu unserem Nachhaltigkeitsansatz und unserer Leistung erhalten Sie unter [www.eon.com](http://www.eon.com). Dort wird ab Mai 2012 der neue Nachhaltigkeitsbericht erhältlich sein.

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

Im Jahr 2011 hat E.ON rund 125 Mio t CO<sub>2</sub> in der Stromproduktion und Wärmeerzeugung ausgestoßen, davon 88 Mio t CO<sub>2</sub> in Europa. Für 81 Mio t CO<sub>2</sub> wurden hier Zertifikate zugeteilt. Unsere CO<sub>2</sub>-Intensität ist insgesamt um etwa 4 Prozent auf 0,43 t CO<sub>2</sub> pro MWh gestiegen. In Europa allein hat sich die CO<sub>2</sub>-Intensität von 0,39 t CO<sub>2</sub> pro MWh auf 0,41 t CO<sub>2</sub> pro MWh verschlechtert. Diese Steigerung der Intensität ist auf den politischen Beschluss im Jahr 2011 in Deutschland zur Abschaltung einiger Kernkraftwerke zurückzuführen. So war ein Teil der CO<sub>2</sub>-neutralen Stromerzeugung in unserem größten Markt nicht verfügbar. Langfristig bleibt aber die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Intensität unser Ziel.

CO <sub>2</sub> -Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung und zugeteilte CO <sub>2</sub> -Zertifikate		
in Mio t	CO <sub>2</sub> -Emissionen	Zugeteilte CO <sub>2</sub> -Zertifikate
Deutschland	38,16	28,12
Großbritannien	18,73	17,22
Spanien	4,98	4,82
Frankreich	4,59	7,68
Italien	7,59	7,67
Weitere EU-Länder <sup>1)</sup>	14,40	15,16
<b>E.ON-Konzern (nur Europa)</b>	<b>88,45</b>	<b>80,67</b>
Russland <sup>2)</sup>	36,14	-
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>124,59</b>	<b>-</b>

1) inklusive der Emissionen aus dem Gastransport  
2) 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	2011	2010
Deutschland	0,38	0,32
Großbritannien	0,62	0,66
Spanien	0,55	0,51
Frankreich	0,71	0,81
Italien	0,45	0,41
Weitere EU-Länder	0,26	0,27
<b>E.ON-Konzern (nur Europa)<sup>2)</sup></b>	<b>0,41</b>	<b>0,39</b>
Russland	0,56	0,56
<b>E.ON-Konzern<sup>3)</sup></b>	<b>0,43</b>	<b>0,42</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)

## Mitarbeiter

### Human-Resources-Strategie

Für die Umsetzung der E.ON-Strategie cleaner & better energy ist das Know-how unserer Mitarbeiter von entscheidender Bedeutung. Um dies zu fördern und gleichzeitig die Effizienz im Personalbereich zu steigern, setzen wir weiterhin auf vier strategische Handlungsfelder:

- das Geschäft führen
- Ressourcen managen
- Talente entwickeln
- operative Human-Resources-Arbeit

Die konsequente und fokussierte Orientierung an den vier strategischen Schwerpunkten leistet einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der ambitionierten Ziele von E.ON 2.0.

#### Das Geschäft führen

Im Zuge der Neuausrichtung der Executive-Gruppe des Konzerns wurden die wichtigen Führungs- und Steuerungsinstrumente für diesen Kreis neu ausgerichtet. Die Anreizsysteme wurden für alle Executives inklusive des Vorstands vereinheitlicht, neu ausgerichtet und gelten jetzt konzernweit nach den gleichen Grundsätzen.

Dabei wird beim Short Term Incentive verstärkt der individuelle Leistungsbeitrag der in der jeweiligen Funktion zu erfüllenden Aufgaben bewertet. Beim unternehmensbezogenen Ziel werden durchgängig die zentralen Steuerungsgrößen des Konzerns – unser EBITDA sowie der ROACE und die gewichteten Kapitalkosten – für die Incentivierung herangezogen. Dadurch wird eine einheitliche Zielausrichtung aller Führungskräfte des Konzerns erreicht. Es ist geplant, zukünftig diese Steuerungsgrößen auch bei Vergütungssystemen auf Mitarbeiterebene zu nutzen.

#### Ressourcen managen

##### Arbeitgebermarke

Bei länderübergreifenden Umfragen des Beratungsunternehmens Universum ist E.ON unter den beliebtesten Arbeitgebern Europas gelistet. Auch andere Studien zeigen ein ähnliches Bild: Beispielsweise wurde E.ON in Großbritannien erneut unter die „The Times Top 100 Graduate Employers“ gewählt, also unter die 100 besten Arbeitgeber für Absolventen.

Im Rahmen der Studie „Career's Best Recruiters“ wurde die Qualität der Recruiting-Aktivitäten der 500 größten deutschen Unternehmen aus Bewerbersicht beurteilt. E.ON erzielte hier den ersten Platz unter allen bewerteten Unternehmen.

### Strategische Personalplanung

Die strategische Personalplanung ist das zentrale Instrument, um sowohl externe Einflussfaktoren wie den Fachkräftemangel auf dem Arbeitsmarkt als auch erfolgskritische interne Lücken frühzeitig zu identifizieren und entsprechend gegensteuern zu können. Die strategische Personalplanung vergleicht die zukünftige Personalausstattung mit dem aus Konzernstrategie und Geschäftsentwicklung einzelner Geschäftseinheiten abgeleiteten und langfristig prognostizierten Personalbedarf.

Die sukzessive Einführung der Strategischen Personalplanung bei E.ON erfolgt IT-gestützt gemäß einer für den gesamten Konzern konsistent entwickelten Methode. Während die Implementierung bei den deutschen Netzgesellschaften als Pilot bereits gestartet ist, laufen parallel die Vorbereitungen bei weiteren Geschäftseinheiten zur Einführung der Strategischen Personalplanung.

#### Talente entwickeln

Die zielgerichtete und kontinuierliche Förderung und Weiterentwicklung von Mitarbeitern gehört zu den zentralen Managementaufgaben jeder Führungskraft. Die verantwortliche Umsetzung dieser Aufgabe bildet die Basis für ein erfolgreiches Performance-Management und stellt sicher, dass sich die Organisation aktiv und vorausschauend auf die Herausforderungen der Zukunft einstellen kann. Insbesondere vor dem Hintergrund der neuen strategischen Ausrichtung des E.ON-Konzerns kommt daher dem Talent-Management verstärkt eine strategische Bedeutung zu. Im Rahmen dessen wurden die bestehenden konzernweiten Entwicklungsinstrumente im Jahr 2011 weiterentwickelt und noch stärker auf den Bedarf des Unternehmens fokussiert.

Des Weiteren wurden sogenannte Talent Boards implementiert, in denen Top-Talente des Konzerns identifiziert und geeignete Maßnahmen vereinbart wurden, die sich am Bedarf der jeweiligen Jobfamilie orientieren. Hierzu zählt zum Beispiel die Implementierung eines High-Potential-Programms für die Jobfamilie Engineering.

Darüber hinaus erfolgte 2011 die inhaltliche und konzeptionelle Neuausrichtung des konzernweiten Talent-Pool-Programms. Es stellt sicher, dass hoch qualifizierte und ambitionierte Führungskräfte sowie Führungsnachwuchskräfte identifiziert und im Rahmen mehrjähriger Entwicklungsprogramme begleitet und auf weiterführende Aufgaben vorbereitet werden.

Die konzernweiten Weiterbildungskosten betrugen im Jahr 2011 rund 68 Mio €. Ein Großteil der Weiterbildung wurde über den internen Bildungsanbieter E.ON Academy abgedeckt.

### Diversity

Ein besonderer Schwerpunkt des Diversity Managements bei E.ON liegt auf den Aspekten Geschlecht, Internationalität sowie Arbeitsmarktfähigkeit. Wir haben uns das ambitionierte Ziel gesetzt, den Anteil von Frauen in Führungspositionen konzernweit mehr als zu verdoppeln. Bereits bis Ende 2016 soll in Deutschland der Anteil weiblicher Führungskräfte im Management 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, haben wir auch die konzernweite Besetzungsrichtlinie für Positionen im Führungskräftebereich angepasst. So 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 weibliche Führungs-(nachwuchs)kräfte, Bereitstellung von Kitaplätzen, flexible Arbeitszeiten und die Möglichkeit von Homeoffice-Nutzung gehören in einigen Unternehmensbereichen bereits zum etablierten Repertoire. Eine signifikante Erhöhung des Anteils von Frauen in den internen Talent-Pools ist eine weitere Voraussetzung dafür, dass der Anteil in Führungs- und Spitzenpositionen langfristig ansteigen kann. Um Führungskräfte noch mehr für Diversity zu sensibilisieren, wird das Thema verstärkt in Trainings eingebunden.

Der Vergleich zum Vorjahr zeigt, dass bereits Erfolge zu verzeichnen sind: In der Gruppe der Executives konnte E.ON konzernweit den Frauenanteil in E.ON-Gesellschaften von 11,5 auf 12,5 Prozent steigern, innerhalb Deutschlands wurde eine Steigerung von 8,6 auf 9,5 Prozent erreicht.

Vor dem Hintergrund der verstärkten internationalen Ausrichtung des Unternehmens unterstützt die 2011 verabschiedete neue „International Transfer Policy“ die Mitarbeiter sowie deren Partner und Kinder bei der Integration im Ausland. Mit der neuen Richtlinie soll auch die Reintegration der Mitarbeiter am Ende des Auslandsaufenthaltes in das Heimatland und das Heimatunternehmen noch intensiver begleitet werden.

Um unseren Mitarbeitern ein Arbeitsumfeld zu bieten, das ihre Gesundheit und Arbeitsfähigkeit erhält, schaffen wir Voraussetzungen: Den Mitarbeitern steht ein großes Angebot an individuellen Fort- und Weiterbildungsmaßnahmen offen, ein Fokus ist hier lebenslanges Lernen. Zusätzlich bieten wir unseren Mitarbeitern diverse Programme zur Gesundheitsprävention.

### HealthCheck bei E.ON

Gesundheit ist Vertrauenssache – deshalb ist es gerade im betrieblichen Gesundheitsmanagement wichtig, die Mitarbeiter vom individuellen Nutzen bestimmter vom Unternehmen angebotener Maßnahmen zu überzeugen. Im Pilotprojekt „HealthCheck“ für die Konzernleitung, E.ON Climate & Renewables und E.ON IT am Standort Düsseldorf ist es gelungen, eine Teilnahmequote von über 50 Prozent und eine Bewertung mit „sehr gut“ durch die Mitarbeiter zu erzielen.

Der HealthCheck umfasste medizinische Untersuchungen, einen Online-Fragebogen sowie einen Ergebnisbericht mit einer ausführlichen Beschreibung des Gesundheitsstatus und Empfehlungen zu möglichen Folgemaßnahmen.

Erstmals gab es 2011 auch eine deutschlandweit einheitliche Kampagne zum Schwerpunktthema „Muskel- und Skeletterkrankungen“, das im Rahmen eines zunehmend integrierten Gesundheits-Managements auch von den internationalen Einheiten mit diversen Screenings und Aktivitäten aufgenommen wurde.

### Operative Human-Resources-Arbeit

Im Rahmen von E.ON 2.0 arbeitet der HR-Bereich an Effizienzverbesserungen (siehe Seite 11 des Lageberichts).



## Entwicklung der Mitarbeiterzahlen

Am 31. Dezember 2011 waren im E.ON-Konzern weltweit 78.889 Mitarbeiter in voll konsolidierten Gesellschaften beschäftigt. Die Zahl der Beschäftigten ist damit im Vergleich zum Jahresende 2010 um 7,3 Prozent gesunken. Hinzu kommen 2.466 Auszubildende sowie 298 Vorstände und Geschäftsführer.

Mitarbeiter <sup>1)</sup>			
	31. Dezember		
	2011	2010	+/- %
Erzeugung	10.578	10.997	-4
Erneuerbare Energien	1.808	1.737	+4
Gas	3.202	3.189	-
Handel	1.002	1.062	-6
Deutschland	21.542	21.084	+2
Weitere EU-Länder	31.909	37.403	-15
Russland	4.896	4.812	+2
Konzernleitung/Sonstige <sup>2)</sup>	3.952	4.821	-18
<b>Summe</b>	<b>78.889</b>	<b>85.105</b>	<b>-7</b>

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

Im Segment Erzeugung ging die Mitarbeiterzahl im Wesentlichen durch den Verkauf eines Kraftwerks in Polen sowie Mitarbeiterübergänge in Italien von der Erzeugung zur Regionaleinheit zurück.

Die Reduktion im Segment Handel ist auf auslaufende befristete Entsendungen/Verträge im Rahmen der Zentralisierung dieser Einheit sowie auf Fluktuation zurückzuführen.

Der Anstieg der Mitarbeiterzahl im Segment Deutschland ist im Wesentlichen auf den Ausbau der Servicegesellschaften sowie einen Personalaufbau bei den Regionalversorgern im Zusammenhang mit dem Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien zurückzuführen. Dem gegenüber stehen im Zuge der Bündelung von Aufgaben die Übertragung von Mitarbeitern in das Segment Konzernleitung/Sonstige.

Der Rückgang der Mitarbeiterzahl im Segment Weitere EU-Länder ist im Wesentlichen auf die Veräußerung von Aktivitäten in den regionalen Einheiten in Großbritannien und Schweden sowie auf Effizienzsteigerungsmaßnahmen in der Regionaleinheit Großbritannien zurückzuführen.

Im Segment Russland wurde die neu eingerichtete zentrale Instandhaltungseinheit ausgebaut.

Im Segment Konzernleitung/Sonstige stehen der gestiegenen Mitarbeiterzahl durch die Implementierung der neuen Konzernstruktur in der Konzernzentrale das Outsourcing der IT-Infrastruktur sowie eine Entkonsolidierung innerhalb der E.ON IT Group gegenüber.

## Geografische Struktur

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist im Vergleich zum Jahresende leicht gesunken. Zum Ende des vierten Quartals 2011 waren insgesamt 43.756 Mitarbeiter (55 Prozent) im Ausland tätig.

Mitarbeiter nach Regionen <sup>1)</sup>	
	31. Dez. 2011
Deutschland	35.133
Großbritannien	12.264
Rumänien	6.457
Ungarn	5.337
Russland	4.912
Schweden	3.530
Tschechien	3.477
Bulgarien	1.999
Spanien	1.287
Weitere Länder <sup>2)</sup>	4.493

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

## Anteil weiblicher Mitarbeiter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2011 bei insgesamt 28 Prozent und stieg damit leicht gegenüber dem Vorjahr. Das Durchschnittsalter im E.ON Konzern betrug zum Jahresende 42 Jahre und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit rund 14 Jahre. Insgesamt 7.654 Mitarbeiter waren am Jahresende im E.ON-Konzern in Teilzeit beschäftigt, davon 4.386 Frauen (57 Prozent). Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei rund 4 Prozent.



## Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben bei uns höchste Priorität. Im Jahr 2011 konnten wir unsere arbeitsbedingten Unfälle mit Ausfallzeiten pro eine Million Arbeitsstunden (LTIF) für unsere Mitarbeiter weiter auf 2,1 (Vorjahr: 2,3) verbessern. Damit konnte die positive Entwicklung der letzten Jahre fortgeführt werden. Der LTIF für Mitarbeiter unserer Partnerfirmen lag 2011 bei 3,1. Wir wollen uns auch hier weiter verbessern. Die Arbeitssicherheitsleistung unserer Einheiten ist auch Bestandteil der Zielvereinbarungen der Vorstände und Führungskräfte.

Zur Steuerung und kontinuierlichen Verbesserung der Arbeitssicherheitsleistung des Konzerns werden zentrale sogenannte Key Performance Indicators genutzt. Um eine kontinuierliche Verbesserung zu gewährleisten, entwickeln die Einheiten sogenannte Safety-Improvement-Pläne, basierend auf einem Management Review der Ergebnisse des Vorjahres. Die Ergebnisse der Umsetzung dieser Pläne werden ebenfalls als präventive Performance-Indikatoren genutzt. Trotz aller Erfolge im Bereich Arbeitssicherheit ist es unser erklärtes Ziel, alle Unfälle oder sonstigen gesundheitlichen 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 deren 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 2011 haben insgesamt 18.924 Mitarbeiter 1.210.014 Aktien gezeichnet. Damit lag die Teilnahmequote mit 55 Prozent auf dem gleichen Niveau wie im Vorjahr.

## Grundzüge des Vergütungssystems für Vorstand und Aufsichtsrat

Die Grundzüge der Vergütungssysteme sowie Angaben zu den Konzernbezügen einzelner Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder sind für das Geschäftsjahr 2011 im Vergütungsbericht zusammengefasst. Er berücksichtigt die Regelungen des HGB in der durch das Gesetz zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) geänderten Fassung sowie die Grundsätze des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Vergütungsbericht befindet sich auf den Seiten 180 bis 189 und ist Bestandteil dieses zusammengefassten Lageberichts.

## Ausbildung

Die Berufsausbildung junger Menschen hat bei uns einen hohen Stellenwert. Die Ausbildungsquote in Deutschland liegt wie im Vorjahr bei rund 7 Prozent. Mit dem Start von 729 Nachwuchskräften im Jahr 2011 beschäftigt der Konzern insgesamt 2.466 Auszubildende und duale Studenten. Die bereits im Jahr 2003 gestartete E.ON Ausbildungsinitiative zur Vorbeugung von Jugendarbeitslosigkeit wurde auch im Jahr 2011 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. 2011
Deutschland	1.551
Erzeugung	522
Gas	197
Konzernleitung/Sonstige <sup>1)</sup>	128
Erneuerbare Energien	68
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>2.466</b>
<small>1) einschließlich E.ON IT Group</small>	

## Technologie und Innovation

Im Jahr 2011 haben wir eine neue Organisationsstruktur für die Technologie- und Innovations-Aktivitäten im Konzern geschaffen. Ein neuer Bereich in der Konzernleitung steuert die Aktivitäten und analysiert übergreifende Systemaspekte, marktverändernde Entwicklungen und Ideen für neue Geschäftsmodelle. Eine der Hauptaufgaben ist es, neue Geschäftsideen zu begleiten, bis diese an bestehende Einheiten übergeben werden oder neue Geschäftseinheiten geschaffen werden. Die konzernweiten Aktivitäten in bestimmten Technologiebereichen werden von sogenannten E.ON-Innovations-Zentren geführt, die in den bestehenden Geschäften eingebettet sind und von der zentralen Technologie- und Innovations-Organisation gesteuert werden. Es wurden insgesamt 13 dieser Zentren definiert:

- Erneuerbare Energien, Wasserkraft
- Gas- und Dampfkombikraftwerke, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung, Kernkraft, Dampfkraftwerke
- Energiespeicherung, Verteilung, Gas
- Endkundengeschäft, E-Mobilität, intelligente Gebäude
- Energiesysteme

Im Jahr 2011 wurden mit Energiespeicherung und intelligente Gebäude zwei Kernbereiche hinzugefügt. Diese Bereiche wurden als solche mit dem größten Veränderungspotenzial im Wettbewerbsumfeld, in Geschäftsmodell-Innovationen und potenziellen disruptiven (marktverändernden) Technologien identifiziert.

### Projektbeispiele 2011

#### Energiespeicherung

E.ON hat die internationale Expertise im Bereich der Energiespeicherung gebündelt. Ein erstes Pilotprojekt, um die Strom-zu-Gas-Technologie zu testen, wurde in Falkenhagen, Deutschland, gestartet. Bei diesem Ansatz wird mittels Elektrolyse Strom zu Wasserstoff umgewandelt, der in die bestehende Gasinfrastruktur gespeichert wird.

#### Intelligente Gebäude

In Zusammenarbeit mit Technologiepartnern hat E.ON sieben Testumgebungen in Schweden, Großbritannien und Deutschland eingerichtet. Ziel ist, Anfang 2013 in den Markt für intelligente Gebäude einzutreten. Im Verlauf des Jahres 2012 werden einige Hundert E.ON-Kunden in Europa potenzielle Produkte und Dienstleistungen auf Plattformen von E.ON, Deutsche Telekom, Telefunken, GreenwaveReality und VS Safety testen, die später dann im Markt angeboten werden.

## Endkundengeschäft

Bei einem Feldtest in Haushalten erzielten Brennstoffzellen mit kombinierter Wärme- und Stromerzeugung bereits eine hohe Verfügbarkeit von 90 Prozent unter alltäglichen Betriebsbedingungen und die vom Hersteller angegebene Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Die EU unterstützt die Entwicklung dieser Anlagen. Das laufende Projekt umfasst den Bau und Betrieb von 100 Einheiten in Großbritannien und Deutschland mit den Herstellern CFCL und Ideal Boilers.

## Erneuerbare Energien

Zusammen mit Partnern haben wir in Deutschland Methoden getestet, wie der Lärm beim Bau von Offshore-Windanlagen vermindert werden kann. Auf Sizilien, Italien, haben wir neue hoch konzentrierte Fotovoltaikmodule installiert, um Erfahrungen beim Bau verschiedener Module und ihrer Leistungsfähigkeit zu sammeln. Bei der Demonstrationsanlage zur Nutzung von Meeresenergie auf den Orkney-Inseln, Großbritannien, erreichten wir im Jahr 2011 mit unserem Wellenkraftwerksprojekt Pelamis 1.000 Betriebsstunden und planen im Jahr 2012, 5.000 Betriebsstunden zu erzielen.

## E-Mobilität

Im Jahr 2011 hat E.ON verschiedene, maßgeschneiderte E-Mobilitäts-Lösungen für Geschäfts-, Kommunal- und Haushaltskunden entwickelt. Um innerstädtischen E-Mobilitäts-Nutzern einen einfachen Zugang zu Ladestationen zu ermöglichen, haben wir die erste öffentliche Schnellladestation in Deutschland eingerichtet. Wir sind überzeugt, dass unsere Schnellladestation der aktuelle Stand der Technik ist und eine echte Alternative zum Wechselstromladen zu Hause darstellt.

Unser langfristiges Ziel ist, Elektroautos als Stromspeicher zu nutzen. So wie wir intelligente Netze entwickelt und mehr Strom aus Erneuerbaren Energien eingespeist haben, sehen wir jetzt spannende und nachhaltige Möglichkeiten für E-Mobilität. Zum Beispiel könnten wir in windreichen Nächten Strom in der Autobatterie speichern und diesen zu Spitzenlastzeiten zurück ins Netz geben. Wir arbeiten in Feldtests – unter anderem mit VW gefördert durch das Bundesumweltministerium – daran, dies in die Tat umzusetzen. Die Erfahrung, die wir in zahlreichen Versuchen in Europa gesammelt haben, gibt uns ein solides Verständnis dafür, welche technischen Voraussetzungen, Produkte und Dienstleistungen für Kunden wir einführen müssen, um das in Zukunft realisieren zu können.

### Verteilung – intelligentes Netz

Das nachhaltige Stadtprojekt in Malmö/Hyllie wird von der schwedischen Energieagentur gefördert und ist ein Leuchtturmprojekt für Nordeuropa. Partner sind die Stadt Malmö, E.ON und Projektentwickler. E.ON betreibt fünf unterschiedliche Projekte mit intelligenten Netzen in Deutschland und konzentriert sich dabei auf die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Mittel- und Niederspannungs-Netze. In Großbritannien hat E.ON ein konzernweites Intelligente-Zähler-Programm eingerichtet, um eine umfängliche Markteinführung in Großbritannien und Deutschland vorzubereiten. In Schweden wurde diese bereits durchgeführt und in Spanien läuft sie derzeit.

### Wasserkraft

Ein Pilotprojekt für ein kleines Wasserkraftwerk mit sehr geringer Fallhöhe ist weit fortgeschritten und kann in Baierbrunn/Isar, Deutschland, in den nächsten Jahren realisiert werden. Darüber hinaus wurden neue Betriebsmethoden für bestehende Laufwasserkraftwerke am Main angestoßen, um die Wasserkraft-Gefälle für einen zusätzlichen Beitrag zu der steigenden Flexibilität der Nachfrage im System zu nutzen. Für alternative Pumpwasserkraftwerke wurden innovative Anlagentypen analysiert. In diesem Rahmen wurden ein ehemaliges Kalkbergwerk in Lägerdorf/Schleswig-Holstein und unterirdische Standorte im Harz untersucht.

### Gas- und Dampfkombikraftwerke

In diesem Bereich wurden vornehmlich Forschungsprojekte zur Steigerung der Flexibilität der Anlagen und Reduzierung der Emissionen im Teillastbetrieb durchgeführt.

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

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung für kohlenstoffarme Stromerzeugung wurde in kleinen Pilotanlagen in Staudinger, Deutschland, und Karlshamn, Schweden, erfolgreich getestet. Der Bau einer großen Anlage in Wilhelmshaven hat begonnen. Ein erstes Anfahren mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung wurde in der weiterentwickelten CO<sub>2</sub>-Looping-Pilotanlage im Rahmen des deutschen COORETEC-Programms erreicht.

### Kernkraft

Das Hauptaugenmerk im Bereich Kernkraft lag auf der Verbesserung und Optimierung (operative Unterstützung, Materialien, Brennstoff, Sicherheit, Außerbetriebnahme) von E.ONs bestehender Flotte. Neue Trends wie zum Beispiel Möglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung oder kleinere baukastenartige Reaktoren werden aufmerksam verfolgt, um zukünftige Trends zu erkennen und zu bewerten.

### Dampfkraftwerke

Verschiedene Materialprojekte wurden unter Berücksichtigung des wachsenden Anteils der schwankenden Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien angestoßen. Damit soll der stabile Betrieb der bestehenden Kraftwerke einschließlich der laufenden Neubauprojekte sichergestellt werden. Zusätzlich sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei den bestehenden Kraftwerken minimiert werden. Die Bewertung von neuen Komponenten führte zu Nachrüstungsmaßnahmen, die 2012 durchgeführt werden. Durch die genaue Untersuchung von Optionen zur Mitverbrennung von Biomasse wurden zukünftige Möglichkeiten der Vorbehandlung von Biomasse identifiziert.

### Gas

Ein Projekt zur Verbesserung der Effizienz bei der Produktion von Biogas wurde gestartet. Bis 2013 werden innovative Membrantechnologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung in E.ONs Biogasanlage in Kirchlingern, Deutschland, getestet. E.ON treibt ferner den Prozess zur Harmonisierung der Gasqualitäten in Europa voran. Ziele sind, vermehrt Erneuerbare Energien wie Wasserstoff in das Gasnetz einzuspeisen und die Barrieren für einen einzigen europäischen Gasmarkt zu beseitigen.

### 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 20 Universitäten in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Dänemark, den Niederlanden, Frankreich, Spanien, Griechenland, Tschechien, USA und Australien. Zwei Leuchtturm-Aktivitäten sind:

- E.ON Energy Research Center
- E.ON International Research Initiative

Unser Flaggschiff ist das E.ON Energy Research Center (ERC), eine öffentlich-private Partnerschaft mit der renommierten Universität RWTH in Aachen. Ein Forschungsschwerpunkt ist, wie ein möglichst hoher prozentualer Anteil der schwankenden Menge von Strom aus Erneuerbaren Energien ins Netz eingespeist werden kann. Wir unterstützen das ERC mit 40 Mio € über einen Zeitraum von zehn Jahren.

Das ERC wurde 2006 gegründet und hat die Aufgabe, wesentliche technologische und konzeptionelle Durchbrüche zu entwickeln, die eine effiziente, nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung ermöglichen. Dieser Ansatz ist ganzheitlich ausgerichtet: Statt nach Lösungen für isolierte technische Probleme zu suchen, werden umfassende, interdisziplinäre Lösungen entwickelt, die alle Aspekte von komplexen Energiethemen umfassen. Das ERC hat fünf Institute: Automatisierung von komplexen Stromsystemen, Energieeffiziente Gebäude und Gebäudeklimatisierung, Bedürfnisse und Verhalten zukünftiger Konsumenten, Angewandte Geophysik und geothermische Energie sowie Stromerzeugungs- und Speichersysteme.

Im Jahr 2011 wurde die Aufbauphase abgeschlossen und jetzt forschen mehr als 130 Mitarbeiter in den Bereichen Erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

Im September 2011 hat die E.ON International Research Initiative zum vierten Mal einen Aufruf gestartet, um herausragende Projekte von Universitäten und Forschungsinstituten auf der ganzen Welt zu identifizieren und zu unterstützen. Das Thema, das im Jahr 2012 ausgezeichnet wird, ist „Das intelligente Haus – Eine neue Beziehung zu Kunden mit Energie“. Die Absicht ist, die Bedürfnisse und das Verhalten von Kunden in intelligenten Häusern und ihre Rolle im zukünftigen Energiesystem zu verstehen.

Die von E.ON finanzierte Auszeichnung wird seit 2007 vergeben. E.ON hat bisher 18 Mio € in die internationale Forschungsinitiative investiert, um Lösungen für die Herausforderungen der zukünftigen Energieversorgung zu finden. In der Vergangenheit gab es bereits drei Themen für Projekte in den Bereichen „Energiespeicherung“, „Anwendung von Nanotechnologie in der Energiewirtschaft“ und „Wärmespeicherung von Solarenergie aus konzentrierenden Solarkraftwerken“, die

bereits konkrete Ergebnisse und damit einen Beitrag zu unserem Ziel cleaner & better energy lieferten.

## Fakten zu Technologie und Innovation einschließlich Forschung und Entwicklung

Im Jahr 2011 wurde in der Konzernleitung ein eigener Bereich zum Thema Technologie und Innovation aufgebaut. Das unterstreicht die Bedeutung, die wir dem Thema Innovation im Energiebereich beimessen. Wir haben 2011 unsere Aktivitäten im Bereich Forschung und Entwicklung trotz des schwierigen wirtschaftlichen Umfelds gesteigert.

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand von E.ON lag im Jahr 2011 bei rund 81 Mio € (2010: 61 Mio €). Die aktivierbaren Entwicklungsleistungen im Bereich Software betrugen 42 Mio € (2010: 27 Mio €).

202 Mitarbeiter arbeiteten 2011 bei E.ON unmittelbar in Forschungs- und Entwicklungsprojekten.

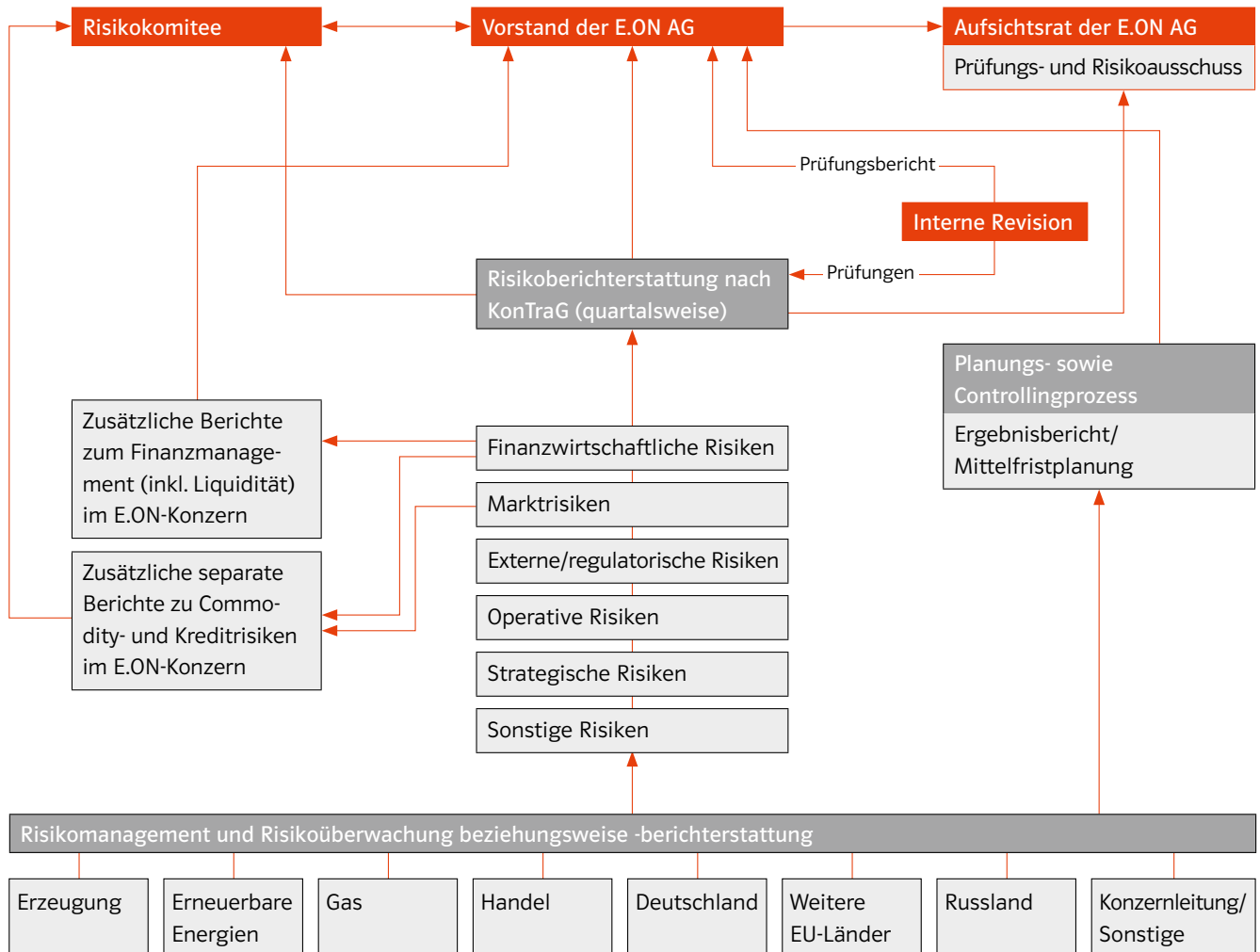
Neben den Investitionen in die Optimierung und Weiterentwicklung von Technologien ist E.ON auch auf dem Gebiet der Grundlagenforschung aktiv. E.ON unterstützte durch Spenden und Sponsoring die Energieforschung an Hochschulen und Instituten im Jahr 2011 mit 8 Mio € (2010: 6 Mio €).

Insgesamt beträgt unser Engagement für Technologie und Innovation (F&E, Unterstützung von Hochschulen und Demonstrationsprojekte) und Softwareentwicklung 149 Mio € (2010: 120 Mio €).

Technologie und Innovation, Software						
in Mio €	Technologie und Innovation		Software		Summe	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Forschung und Entwicklung						
Technologie	81 <sup>1)</sup>	61	-	-	81 <sup>1)</sup>	61
Aktivierbare Entwicklungsleistungen						
Software	-	-	42	27	42	27
Sonstiges						
Demonstrationsanlagen	18	26	-	-	18	26
Universitätsunterstützung	8	6	-	-	8	6
<b>Summe</b>	<b>107</b>	<b>93</b>	<b>42</b>	<b>27</b>	<b>149</b>	<b>120</b>

1) F&E-Aufwand gemäß IAS 38 (59 Mio €; siehe Textziffer (14) auf Seite 111 im Anhang) und weitere dem Bereich F&E zuzuordnende Projekte.

## 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 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.

## Risikomanagement und Versicherung

Die E.ON Risk Consulting GmbH ist als 100-prozentige Tochter der E.ON AG für das Versicherungs-Risikomanagement im E.ON-Konzern verantwortlich. Sie entwickelt und optimiert Lösungen für die betrieblichen Risiken des Konzerns durch Versicherungs- und versicherungähnliche Instrumente und deckt diese in den internationalen Versicherungsmärkten ein. Hierzu stellt die E.ON Risk Consulting GmbH unter anderem die Bestandsführung, das Schadenmanagement, 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 AG die Umsetzung und Einhaltung der durch den Vorstand beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity- und Kreditrisikobereich sicher und entwickelt diese weiter.

## Risikolage

Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind. Für den E.ON-Konzern und somit auch für die E.ON AG 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 Gas 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 gravierende Preisrisiken, da die Gasbezugspreise überwiegend an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich am Handelsmarkt orientieren. Insgesamt unterliegen die Verträge zwischen Produzenten und Importeuren generell Anpassungen an aktuelle Marktgegebenheiten. E.ON Ruhrgas führt intensive Verhandlungen mit Produzenten. Die Verhandlungen mit Gazprom blieben bislang erfolglos und E.ON Ruhrgas hat die im Rahmen der bestehenden Verträge vorgesehene Möglichkeit zur Einleitung eines Schiedsverfahrens gegen Gazprom in Anspruch genommen.

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.

Durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und ein intensives Kundenmanagement begrenzen wir diese Risiken.

### Marktpreisänderungsrisiken

Der E.ON-Konzern ist bei seiner operativen Geschäftstätigkeit Marktpreisänderungsrisiken im Commodity-Bereich ausgesetzt. Zur Begrenzung dieser Risiken betreiben wir ein systematisches Risikomanagement. Kernelemente dieses Risikomanagements sind – neben den konzernweit bindenden Richtlinien und dem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und die Funktionstrennung von Bereichen. Zur Begrenzung von Marktpreisänderungsrisiken setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein. Diese Instrumente werden mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert, deren Bonität wir laufend überwachen. Die Preisrisiken aus den liquiden europäischen Commodity-Märkten sind bei E.ON Energy Trading gebündelt und werden dort einheitlich gesteuert.

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. Der Eigenhandel im Commodity-Bereich findet im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien und innerhalb eng definierter Grenzen statt.

### Finanzwirtschaftliche Risiken

Der E.ON-Konzern ist aufgrund der internationalen Natur seiner 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 Sicherung der Wechselkursrisiken erfolgt im Rahmen des Währungsmanagements durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente. Die Wechselkursrisiken stammen im Wesentlichen aus Geschäften in US-Dollar, britischen Pfund, schwedischen Kronen, 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.

Die Steuerung der Zins- und Währungsrisiken erfolgt auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Die E.ON AG übernimmt hierbei eine zentrale Funktion, sie bündelt mittels konzerninterner Geschäfte die entstehenden Risikopositionen und sichert diese am externen Markt. Die Risikoposition der E.ON AG ist aufgrund der durchleitenden Funktion somit weitgehend geschlossen.

Aus dem operativen Geschäft sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten ergeben sich für E.ON Kreditrisiken. Im Rahmen des konzernweiten Kreditrisikomanagements erfolgt eine systematische Überwachung der Geschäftspartner-Bonität auf Grundlage konzernweiter Mindestvorgaben. Die Steuerung des Kreditrisikos erfolgt durch den Einsatz geeigneter Maßnahmen, unter anderem durch die Hereinnahme von Sicherheiten und durch Limitierung. Das Risikokomitee des E.ON-Konzerns wird regelmäßig über die wesentlichen Kreditrisiken unterrichtet.

Aus Verpflichtungen zur liquiden Hinterlegung von Sicherheiten bei negativen Marktpreisbewertungen derivativer Finanzinstrumente können sich für E.ON Liquiditätsrisiken ergeben.

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. Grundlage der Risikosteuerung ist dabei eine konservative Anlagepolitik und eine breite Diversifizierung des Portfolios.



## 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.

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 Beteiligungsbeziehungsweise Projektcontrolling. Nachgelagerte umfangreiche Integrationsprojekte tragen darüber hinaus zu einer erfolgreichen Integration bei.

Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das nicht bewertbare 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.

## Operative Risiken und Umweltrisiken

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Durch das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien und die Energiewende 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. In Deutschland ist das Risiko von Stromausfällen geringer, da sich bisher Kraftwerke – im Gegensatz zu vielen anderen Ländern – in der näheren Umgebung von Ballungszentren befinden und somit kürzere Übertragungswege vorhanden sind beziehungsweise eine stärkere Vernetzung gegeben ist. Dennoch existiert im Hinblick auf unsere deutschen und internationalen Aktivitäten 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 – könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen.

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 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 Off-site-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 Kapitalseite und ein schwindendes Vertrauen in unsere Marke.

Zur Begrenzung dieser Risiken wird E.ON ihr Netzmanagement und den optimalen Einsatz ihrer Kraftwerke weiterhin verbessern. Zugleich führen wir betriebliche und infrastrukturelle Verbesserungen durch, die die Sicherheit unserer Kraftwerke und der Übertragungs- und Verteilungsnetze auch unter außergewöhnlichen Belastungen erhöhen. Zusätzlich haben wir die operativen und finanziellen Auswirkungen von Umwelt Risiken 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 unter anderem die folgenden umfassenden Maßnahmen, um diesen 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.

Zusätzlich ergeben sich gegenwärtig aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns einzelne Risiken in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten und laufenden Planungsverfahren. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Klagen

und Verfahren wegen Preiserhöhungen, angeblicher Marktabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens. Die genannten Verfahren wegen Preiserhöhungen schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln der vergangenen Jahre im Sonderkundensegment mit ein. Im Juli 2010 ist gegen die EWE AG ein Urteil des BGH über die Wirksamkeit von Gaspreisanpassungen und die Rechtswirkungen vorbehaltloser Zahlung ergangen. Die möglichen Auswirkungen dieses Urteils auf die Gesellschaften des E.ON-Konzerns können – auch aufgrund einer uneinheitlichen Rechtsprechung verschiedener Oberlandesgerichte und einer möglichen Weiterentwicklung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes – derzeit noch nicht abschließend beurteilt werden.

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 Europäischen Gericht Erster Instanz erhoben. Die Klageerhebung hat keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. 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 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.

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von circa 1.055 MW und hat in diesem Zusammenhang bereits rund 1 Mrd. € investiert. Mit Urteil vom 3. September 2009 hat das Oberverwaltungsgericht Münster den Bebauungsplan der Stadt Datteln (Nr. 105 E.ON Kraftwerk) für unwirksam erklärt. Das Oberverwaltungsgericht rügt neben Abwägungsfehlern vor allem, dass der Bebauungsplan verbindliche landesplanerische Vorgaben nicht hinreichend berücksichtigt habe. Das Bundesverwaltungsgericht Leipzig hat die Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Münster am 16. März 2010 bestätigt, sodass die Entscheidung des OVG rechtskräftig ist. Gleichwohl verneint das Oberverwaltungsgericht in seinem Urteil nicht die Realisierungsfähigkeit eines Steinkohlekraftwerks auf dem dafür vorgesehenen Standort. Der Rat der Stadt Datteln hat am 17. März 2010 einen Einleitungsbeschluss für ein neues Bebauungsplanverfahren gefasst. Der Regionalverband Ruhr hat am 13. Dezember 2010 einen Erarbeitungsbeschluss für ein Regionalplanänderungsverfahren gefasst, der im Mai 2011 durch ein vom Regionalverband Ruhr angefordertes Rechtsgutachten bestätigt worden ist. Am 20. Juni 2011 hat der Regionalverband Ruhr die Fortsetzung des Regionalplanänderungsverfahrens beschlossen, das öffentliche Beteiligungsverfahren bis 31. Oktober 2011 durchgeführt und wertet derzeit die eingegangenen Stellungnahmen aus. In den durchzuführenden neuen Planverfahren müssen die Kritikpunkte des OVG aufgegriffen und behoben werden, um die planerischen Grundlagen für das Kraftwerk in Datteln wiederherzustellen. Darüber hinaus sind die gestiegenen umweltrechtlichen Anforderungen der Rechtsprechung an die Genehmigungsfähigkeit von Kohlekraftwerken, hier insbesondere das Trianel-Urteil des OVG Münster vom 1. Dezember 2011, zu berücksichtigen. Aktuell ist vor dem Hintergrund der laufenden Planungsprozesse mit weiteren Verzögerungen gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkt zu rechnen. Die Klagen eines Landwirts und des BUND NRW gegen den Vorbescheid und einzelne Teilgenehmigungen für den Neubau sind weiterhin beim OVG Münster anhängig, hier geht es unter anderem auch um die Frage der Reichweite der Rügebefugnis von Umweltverbänden infolge der jüngsten Rechtsprechung des EuGH in diesem Zusammenhang. Zur Sicherung der Fernwärme- und Bahnstromversorgung hat E.ON deshalb vorsorglich die Stilllegungsanzeigen für die Kraftwerke Datteln 1-3 und Shamrock zum 31. Dezember 2012

widerrufen, was von den zuständigen Bezirksregierungen Münster und Arnsberg abgelehnt worden ist. Aus unternehmerischer Sorgfaltspflicht und im Hinblick auf die Sicherstellung der Versorgung mit Bahnstrom und Fernwärme hat E.ON gegen die ablehnende Entscheidung der Behörden Klage eingereicht; das OVG hat Urteile für März 2012 angekündigt. Wir sind weiterhin fest von der erfolgreichen Realisierung der Anlage überzeugt. Derartige Risiken sowie technologisch bedingte Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen Neubauvorhaben im Strom- und Gasbereich ergeben. Durch eine entsprechende Projektbetreuung soll sichergestellt werden, solche Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

Des Weiteren sind im Zusammenhang mit der Veräußerung von VEBA Electronics im Jahr 2000 Klagen gegen die E.ON AG und US-Tochtergesellschaften anhängig. Gegen Unternehmen des E.ON-Konzerns könnten zudem auch in Zukunft gerichtliche Prozesse, behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche eingeleitet oder geltend gemacht werden. Durch eine geeignete Verfahrensbetreuung und entsprechende Vertragsgestaltungen im Vorfeld versuchen wir, die Risiken dieser und zukünftiger Rechtsstreitigkeiten zu minimieren.

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 Westeuropas 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 wird einen wichtigen Beitrag zur Diversifikation der Gasbezüge leisten und die Versorgungssicherheit Europas erhöhen können.

### Externe Risiken

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

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den 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 11. AtG-Novelle – ein stufenweiser Ausstieg bis 2022 geregelt, wobei die sieben vor Ende 1980 in Betrieb genommenen Reaktoren (diese waren bereits durch das Moratorium von einer temporären Abschaltung betroffen) 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. Mit Blick auf die Restlaufzeiten der übrigen Kernkraftwerke besteht das Risiko, dass die gesetzlich zugewiesenen Reststrommengen vor dem festgelegten Enddatum nicht komplett genutzt werden können. 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 durch die Grundrechte geschützten Eigentum und der Berufs- und

Gewerbefreiheit. Jedenfalls aber ist ein solcher Eingriff ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte verfassungswidrig, sodass wir den gebotenen Ausgleich für den mit diesen Entscheidungen verbundenen Vermögensschaden in Milliardenhöhe erwarten. E.ON hat entsprechend Mitte November 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. Alle Gerichtsentscheidungen in von E.ON geführten Verfahren haben bisher die Vollziehung der Kernbrennstoffsteuer ausgesetzt, abschließende gerichtliche Entscheidungen erfolgen aber erst zu einem späteren Zeitpunkt.

Die Bundesregierung hat, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, das Gorleben-Moratorium aufgehoben und die Erkundung des Standortes – wenn auch unter (nachträglich festgelegten) Einschränkungen – fortgesetzt. Um noch in dieser Legislaturperiode zu einer ersten Aussage über die Eignung des Salzstockes Gorleben zu kommen, hat das Bundesumweltministerium (BMU) die Durchführung einer vorläufigen Sicherheitsanalyse für Gorleben vorgesehen. Daneben will das BMU in einer Arbeitsgruppe unter Beteiligung der Bundesländer bis Mitte 2012 eine gesetzliche Regelung erarbeiten, die das weitere Verfahren bezüglich der Endlagersuche regelt. 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. Ebenso wenig ist geklärt, ob die Bund-Länder-Arbeitsgruppe überhaupt zu einem Konsens findet. In einer aktualisierten Fassung des ersten Gesetzentwurfes vom 2. Februar 2012 findet sich nunmehr auch ein Passus zur Änderung des § 21b AtG, welcher die Kosten für „die Durchführung eines Standortauswahlverfahrens nach dem Standortauswahlgesetz“ als beitragsfähigen notwendigen Aufwand ansieht, welcher 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.

Die Europäische Kommission legte am 22. Juni 2011 Vorschläge für eine Richtlinie zur Energieeffizienz vor, die unter anderem eine Verpflichtung aller Energieverteiler oder aller Energie-einzelhandelsunternehmen vorsieht, jährliche Energieeinsparungen von 1,5 Prozent ihres Energieabsatzes bei ihren Kunden zu erzielen. Der europäische Gesetzgebungsprozess zu dieser Richtlinie hat gerade begonnen, sodass noch nicht absehbar ist, ob und, falls ja, welche Risiken sich aus dieser eventuellen Energieeinsparverpflichtung für E.ON ergeben.

Im Zuge der Diskussion um die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele im Jahr 2050 wird auch über eine Anpassung der Emissionshandelsrichtlinie 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 Maßnahmen ableiten.

In Europa entwickelte die europäische Regulierungsbehörde ACER Vorschläge zu Rahmenleitlinien zum Kapazitäts- und Engpassmanagement für Gasfernleitungsnetzbetreiber (TSOs). Auf Grundlage dieser Leitlinien hat ENTSG die Aufgabe, Netzkodizes zu entwickeln, die anschließend im Rahmen des sogenannten Komitologieverfahrens rechtsverbindlich für die europäischen TSOs werden. Die derzeit konsultierten Regeln

betreffen die Grenzübergangspunkte zwischen Mitgliedstaaten sowie Marktgebietsübergangspunkte zwischen verschiedenen Gasfernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Mitgliedstaates. Die Vorschläge wurden vom Markt konsultiert und könnten Risiken in Bezug auf bestehende Lieferverträge sowie untertägige Flexibilitäten haben.

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. In einem Musterverfahren gegen ein Regionalversorgungsunternehmen und E.ON Energie hat die Regulierungsbehörde Anfang Februar 2012 einen Beschluss erlassen, wonach das Regionalversorgungsunternehmen sechs Monate nach Bestandskraft des Beschlusses die Beteiligung an der Steuerungsgesellschaft und an der regionalen Vertriebsgesellschaft aufgeben muss. E.ON Energie und das Regionalversorgungsunternehmen werden gegen den Beschluss Beschwerde einlegen. Sollte die Entscheidung der Regulierungsbehörde nach Abschluss des mehrjährigen Gerichtsverfahrens Bestand haben, müssen bei den betroffenen Regionalversorgungsunternehmen gegebenenfalls Umstrukturierungsmaßnahmen vollzogen werden.

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 sowie ein dahin gehender Regierungsvorschlag in Großbritannien werden gegenwärtig geprüft. Auch in Deutschland wird dieses Thema diskutiert. Hieraus ergeben sich für E.ON Risiken bezüglich der Systemausgestaltung. 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 eine 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 Investitionen in flexible Erzeugung mit niedriger Benutzungsstundendauer fördern soll. Es wird erwartet, dass der gesetzliche Rahmen zur Umsetzung dieser Reformen in der ersten Jahreshälfte 2012 weiter vorangetrieben wird und die geplanten Maßnahmen gegen Ende 2014 vollständig umgesetzt werden. Diese Reformen können Auswirkungen auf E.ONs Aktivitäten im Erzeugungsbereich in Großbritannien haben.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen europäischen 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 könnte unmittelbare Auswirkung auf die im E.ON-Konzern bewertungsrelevanten Kapitalkosten haben.

Weitere Risiken könnten sich aus den Initiativen der Europäischen Kommission zu geplanten Änderungen der Regulierung von außerbörslich gehandelten (OTC-)Derivaten sowie aus der möglichen Rücknahme der „Markets in Financial Instruments Directive (MiFID)“-Ausnahme für Energiehandelsunternehmen ergeben. Hinsichtlich der OTC-Derivate-Regulierung wird von der Europäischen Kommission geprüft, auch für den Energiehandel ein obligatorisches Clearing der OTC-Geschäfte einzuführen, wenn ein noch zu bestimmender Schwellenwert überschritten wird. Dies würde die Sicherheiten erhöhen, die für die Handelsgeschäfte hinterlegt werden müssten, was ein erhöhtes Liquiditätsrisiko bedeutet. Weiterhin kann sich dieses negativ auf die wirtschaftliche Netto-Verschuldung von E.ON auswirken. Die mögliche Rücknahme der MiFID-Ausnahme für Energiehandelsunternehmen hätte ähnliche Auswirkungen wie die Regulierung der OTC-Geschäfte. Zusätzlich könnten erhöhte Eigenkapitalanforderungen und Berichterstattungspflichten für die Energiehandelsgesellschaften von E.ON entstehen.

Open Grid Europe (OGE; vormals E.ON Gastransport) befindet sich seit 2010 formal in der Anreizregulierung. Mitte 2011 hat OGE der BNetzA Unterlagen zur Feststellung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze für die zweite Regulierungsperiode (2013–2017) zur Verfügung gestellt. Die Kostenprüfung einschließlich entsprechender Rückfragen wird voraussichtlich bis Sommer 2012 andauern. Daran anschließend erfolgt ein erneuter Effizienzvergleich in der in ihrer Zusammensetzung neu festzulegenden Gruppe der Fernleitungsnetzbetreiber, die untereinander sehr heterogen sind. Unter Zugrundelegung der ermittelten individuellen Effizienz werden die zulässigen Erlösobergrenzen der Jahre 2013 bis 2017 abgeleitet. Die BNetzA hat am 2. November 2011 die Neufestlegung der Eigenkapitalzinssätze beschlossen und veröffentlicht. Demzufolge wurde der Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen (Neuanlagen) von bislang 9,29 auf 9,05 Prozent und für Altanlagen von 7,56 auf 7,14 Prozent abgesenkt.



In Schweden wird 2012 ein neues Regulierungsmodell für Verteilnetze eingeführt, das Netzinvestitionen grundsätzlich angemessen verzinst. Allerdings wird es eine 18-jährige Übergangsphase geben, in der die Erlöse zunächst abgesenkt und dann schrittweise auf das Niveau des Zielmodells angehoben werden. Auch E.ONs Verteilnetz in Schweden wird von den Auswirkungen dieser Übergangsphase betroffen sein. Gegen die Entscheidung der Einführung einer Übergangsphase hat E.ON Beschwerde bei Gericht eingereicht. Parallel hierzu prüft E.ONs Verteilnetzgesellschaft Anpassungsmöglichkeiten der Kosten- und Erlösbasis an das geänderte Regulierungsmodell.

Durch einen intensiven und konstruktiven Dialog mit Behörden und Politik versuchen wir, diesen Risiken zu begegnen.

### 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. 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.

### 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 mehr als je zuvor 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.

### Beurteilung der Risikosituation durch die Unternehmensleitung

Im Jahr 2011 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2010 leicht negativ verändert. Der zunehmende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und die damit einhergehende Entwicklung der Mengen und Preise sowie eventuelle Verzögerungen bei Neubauvorhaben im Strom- oder Gasbereich könnten sich 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.

### Angaben zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem

Die Angaben nach § 289 Abs. 5 HGB sind Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts und befinden sich auf den Seiten 199 bis 201.

## Ausrichtung des Konzerns in den folgenden Geschäftsjahren

### Umsetzung der Strategie

Über die kommenden Jahre hinweg werden wir das E.ON-Geschäftsportfolio gezielt 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. 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 heutige Position stärker fokussieren. Hierfür wird sich E.ON auf die Aktivitäten konzentrieren, bei denen wir unsere Expertise sowie länder- und geschäftsübergreifende Größen- und Synergievorteile in attraktive Renditen umsetzen können.

### Organisatorische Änderungen

Im Zusammenhang mit unserem konzernweiten Programm E.ON 2.0 wurden schon im zweiten Halbjahr 2011 tief greifende Veränderungen gestartet, die 2012 vorangetrieben und teilweise abgeschlossen werden sollen. Unter anderem wurden die Geschäfte von E.ON Energy Trading und E.ON Ruhrgas zum 1. Januar 2012 zusammengeführt und zukünftig in dem neuen Segment Optimierung und Handel abgebildet. Darüber hinaus bildet der bis Ende 2011 bei E.ON Ruhrgas geführte Bereich Exploration und Produktion seitdem ein eigenes Segment (siehe Schaubild zur Segmentstruktur für die externe Berichterstattung im Jahr 2012 unten).



### Geplante Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Aktiengesellschaft (SE)

Der Vorstand beabsichtigt, gemeinsam mit dem Aufsichtsrat der Hauptversammlung im Jahr 2012 eine Umwandlung der Gesellschaft in eine Europäische Aktiengesellschaft (Societas Europaea, SE) vorzuschlagen. Die Umwandlung soll die Internationalisierung des Unternehmens auf den Ebenen der Steuerung und der Gesellschaftsform widerspiegeln, da mittlerweile mehr als die Hälfte der E.ON-Mitarbeiter im Ausland beschäftigt ist. Im Falle der Zustimmung der Aktionäre wird anschließend eine Beteiligungsvereinbarung zwischen der Gesellschaft und den europäischen Arbeitnehmervertretern erarbeitet. Die Umwandlung soll dann im Anschluss hieran, wahrscheinlich zum Ende des Jahres 2012, wirksam werden.

In den USA wird aufgrund vor allem steigender Nachfrage nach Investitionsgütern und dem zu erwartenden Auslaufen der restriktiven Fiskalpolitik mit einem sich beschleunigenden Wachstum gerechnet.

Die Eurozone rutscht 2012 in eine leichte Rezession, gefolgt von einer gemäßigten konjunkturellen Erholung. Hier bremsen vor allem der 2012 stagnierende private Verbrauch, der sich 2013 leicht erholen soll, sowie die durch die Haushaltskonsolidierung bedingten rückläufigen staatlichen Konsumausgaben die Entwicklung. Die Investitionstätigkeit dürfte kurzfristig eher schwach ausgeprägt sein.

Die Entwicklung in den BRIC-Ländern (Brasilien, Russland, Indien, China) wird unterschiedlich eingeschätzt: Während China von der robusten Inlandsnachfrage profitiert, gleichzeitig aber einen schwächeren Außenbeitrag realisieren könnte, wird die brasilianische Wirtschaft von Infrastrukturprojekten belebt. Die russische Volkswirtschaft hängt weiterhin stark an der Entwicklung des Ölpreises.

## Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

### Gesamtwirtschaftliche Situation

Die OECD erwartet für das Jahr 2012 einen weiteren leichten Rückgang des globalen Wirtschaftswachstums und somit eine leichte Rezession. Für 2013 wird aber wieder mit einem Zuwachs der Wachstumsrate gerechnet. Dabei wirkt die Geldpolitik eher konjunkturfördernd, während die Fiskalpolitik über die Haushaltskonsolidierungen eher restriktive Impulse gibt. Die Unsicherheit auf den Arbeits- und Kreditmärkten dürfte ebenfalls nach Ansicht der OECD dämpfend wirken.

Wegen der nachlassenden Rohstoffpreise sowie aufgrund der nicht ausgelasteten Kapazitäten rechnet die OECD mit einem Rückgang der Inflationsrate im Prognosezeitraum.

Die OECD verweist aber ausdrücklich sowohl auf die Aufwärts- als auch die Abwärtsrisiken ihrer Projektion, die sich hauptsächlich aus der weiteren Entwicklung der Schuldenkrise im Euroraum oder der weiteren Fiskalpolitik in den USA ergeben könnten.

### Energiemärkte

Insgesamt ist auf den Märkten für Elektrizität und Brennstoffe für die Jahre 2012 und 2013 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 (iranisches Atomprogramm, EU-Sanktionen, die Straße von Hormuz, MENA-Turbulenzen) dominiert wird. Die Preise für Brent mit Lieferung im nächsten Monat lagen Anfang 2012 bei ungefähr 112 US-\$ pro Barrel und damit deutlich über dem Preis von 95 US-\$ zu Beginn des letzten Jahres.

Großzügige Kohlevorräte und eine geringere Nachfrage aufgrund des milden Winterwetters waren 2011 die fundamentalen Merkmale auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2). Der Preis für Steinkohle für Lieferungen im nächsten Jahr lag zu Beginn des neuen Jahres bei 116 US-\$ pro Tonne und damit auf dem gleichen Level wie im Vorjahr. Gute Verfügbarkeit und günstigere Frachtraten könnten die Preise weiter senken. Hauptnachfrager ist die Asien-Pazifik-Region, im wesentlichen China. Im Gegensatz zum Ölmarkt zeigt sich auf dem Kohlemarkt eine Contango-Struktur, das heißt, der Preis ist höher, je später der Lieferzeitpunkt. Dementsprechend liegt der Preis für Lieferungen im Jahr 2014 bei 121 € pro Tonne.

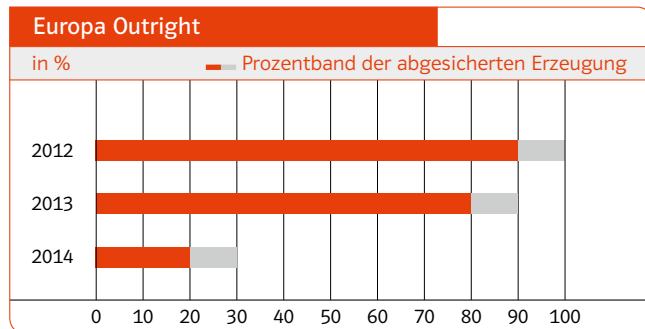
Die Großhandelspreise für Erdgas an den europäischen Handelspunkten lagen 2011 für Spot- und Terminprodukte für Lieferungen in den Jahren 2012 und 2013 deutlich über dem Niveau des Vorjahres. Dies ist insbesondere auf die höhere Nachfrage nach LNG auf den asiatischen Märkten zurückzuführen, getrieben von der wirtschaftlichen Entwicklung in den Nicht-OECD-Ländern und dem Ersatz nuklearer Stromerzeugung in Japan durch gasgefeuerte Kapazitäten nach der Naturkatastrophe von Fukushima. Aufgrund höherer Ölpreise, unter anderem infolge der politischen Entwicklungen in der MENA-Region, stiegen auch die Preise ölindizierter Gasimporte an. Für die nächsten zwei Jahre erwartet der Terminmarkt für Europa weiter steigende Gaspreise. Dies wird nach wie vor

stark von der LNG-Nachfrage in Asien getrieben. Sorgen um einen Einbruch der Nachfrage aufgrund erneuter Rezessionsgefahren in Europa haben diese Erwartungen bislang nicht getrübt. Für die US-Gaspreise wird aufgrund der kostengünstigen Gewinnung von Schiefergas trotz bestehender Umwelt Risiken weiterhin ein niedriges Niveau gesehen.

Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate sind auf dem europäischen Markt im Jahr 2011 auf ein Rekord-Tief gefallen, vor allem wegen des konjunkturellen Abschwungs in Europa, der zu geringerer industrieller Produktion und dementsprechend geringerem Energiebedarf geführt hat. Daraus resultiert ein anhaltend hohes Überangebot an Zertifikaten, das in den nächsten Jahren durch weitere emissionsreduzierende Maßnahmen – zum Beispiel höhere Energieeffizienz – noch verstärkt werden könnte und dann weiteren Druck auf die Preise im Handelssystem EU-ETS (EU Allowances – EUA) ausüben würde. Die niedrigen Preise veranlassen die verantwortlichen Politiker in der EU momentan zu Überlegungen, die zu einer Reduzierung der verfügbaren Zertifikate auf dem Markt führen sollen, beispielsweise durch eine „Set-aside“-Strategie. Angesichts der schlechten wirtschaftlichen Situation in Europa wird dieser Vorschlag aber wahrscheinlich starkem Widerstand einiger EU-Mitgliedstaaten ausgesetzt sein. Weitere negative Nachrichten über die Eurozone und ein Mangel an politischen Fortschritten zur Verringerung der Zertifikate könnten dazu führen, dass die Preise in den nächsten Jahren weitere Tiefststände erreichen.

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 (installierte Leistung in Deutschland lag im Januar 2012 bei 24,7 GW für Fotovoltaikanlagen und bei 30 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. Ansonsten tendiert die allgemeine Markterwartung für die nächsten Jahre zu einem annähernd gleichen Strompreisniveau auf dem Forward-Markt hinsichtlich der anhaltend niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise und der moderaten Kohle- und Gaspreise. Zu Beginn des Jahres 2012 lag der Grundlastpreis an der EEX mit rund 52 € pro MWh für Lieferungen im nächsten Jahr und 53 € für Lieferungen in 2014 auf einem ähnlichen Niveau wie vor einem Jahr.

Unsere Stromproduktion ist für 2012 bereits nahezu vollständig abgesichert. In den Folgejahren nimmt das abgesicherte Portfolio durch planmäßige Absicherungsmaßnahmen über die Zeit ebenfalls zu. Die folgende Grafik zeigt exemplarisch den Grad der Absicherung für unsere europäische nicht fossile 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 2012 im Rahmen der Implementierung von E.ON 2.0 sinken.

## Erwartete Ertragslage

### Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Die Prognose auf das Gesamtjahresergebnis 2012 ist deutlich beeinflusst durch die angespannten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Dieser Prognose liegen zudem folgende Annahmen zugrunde:

- Wegfall des negativen Einmaleffekts aus dem Jahr 2011 aufgrund der Entscheidung der Bundesregierung zur vorzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke
- Positive Volumen- und Preisentwicklung im Segment Exploration & Produktion sowie in Russland
- Portfolioabgänge (unter anderem Central Networks)
- Geringeres Ergebnis im Erzeugungsbereich

Wir gehen aus heutiger Sicht davon aus, dass unser EBITDA im Jahr 2012 in einer Bandbreite von 9,6 bis 10,2 Mrd € liegen wird. Für den nachhaltigen Konzernüberschuss erwarten wir im Jahr 2012 eine Bandbreite von 2,3 bis 2,7 Mrd €.

Für das Jahr 2013 rechnen wir weiterhin mit einem EBITDA zwischen 11,6 und 12,3 Mrd € und einem nachhaltigen Konzernüberschuss in Höhe von 3,2 bis 3,7 Mrd €.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

EBITDA <sup>1)</sup>		
in Mrd €	2012 (Prognose)	2011
Erzeugung	über Vorjahr	2,114
Erneuerbare Energien	unter Vorjahr	1,459
Optimierung & Handel	unter Vorjahr	0,160
Exploration & Produktion	über Vorjahr	0,727
Deutschland	auf Vorjahresniveau	2,457
Weitere EU-Länder	unter Vorjahr	2,259
Russland	über Vorjahr	0,553
Konzernleitung/Konsolidierung	über Vorjahr	-0,436
<b>Summe</b>	<b>9,6 bis 10,2</b>	<b>9,293</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Wir erwarten im Jahr 2012 ein über dem Vorjahr liegendes EBITDA im Segment Erzeugung. Positiv wirkt sich hier der Wegfall des negativen Einmaleffekts aus dem Jahr 2011 aufgrund der Entscheidung der Bundesregierung zur vorzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke aus. Geringere Margen auf dem Großhandelsmarkt, eine revisionszyklusbedingt höhere Kernbrennstoffsteuer sowie der Wegfall des Ergebnisbeitrags der stillgelegten Kernkraftwerke aus dem ersten Quartal 2011 belasten das Ergebnis im Vergleich zum Vorjahr.

Für das Jahr 2012 rechnen wir bei den Erneuerbaren Energien mit einem Ergebnisrückgang. Dies resultiert insbesondere aus sinkenden Energiepreisen für Wasserkraft, die durch die positive Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Bereich Wind und Solar nicht kompensiert werden können.

Innerhalb des neuen Segments Optimierung & Handel, in dem die Optimierungstätigkeiten der bisherigen globalen Einheiten Handel und Gas gebündelt werden, haben Strom- und Gas-handel gleichermaßen mit hohem Margendruck zu kämpfen. Im Strombereich liegt dies insbesondere an den im Vorjahresvergleich zwar rückläufigen, jedoch weiterhin hohen Transferpreisen, die im Rahmen der Optimierung an die Erzeugungseinheiten konzernintern zu zahlen sind. In Verbindung mit niedrigen Marktpreisen an der Konzernaußengrenze ist daher nur mit einer begrenzten Erholung der weiterhin negativen Strommarge zu rechnen. Im Gasbereich leidet die Marge unter der Entkopplung der erzielbaren Preise auf der Großhandelsstufe von den ölgebundenen Einkaufspreisen. Dementsprechend liegt hier das Hauptaugenmerk weiter auf einer nachhaltigen Reduzierung der Bezugskosten und -risiken im Rahmen von Produzentenverhandlungen. Eine positive Ergebnisentwicklung wird im Speicherbereich erwartet, wo neue Kapazitäten in Betrieb genommen werden, während die Ergebnisse im Transportbereich auch 2012 den Auswirkungen der Regulierung unterliegen. Für das Gashandelsgeschäft wird ein Ergebnis auf Vorjahresniveau unterstellt. Vor diesem Hintergrund erwarten wir für das Segment Optimierung & Handel insgesamt ein Ergebnis unter dem Vorjahreswert. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich in Abhängigkeit von dem weiteren Verlauf der Verhandlungen mit den Produzenten weitere wesentliche Chancen und Risiken ergeben können.

Für das Segment Exploration & Produktion erwarten wir 2012 ein EBITDA über dem Vorjahreswert. Als zentraler Ergebnistreiber ist die Produktion in der Nordsee einschließlich des norwegischen Skarvfeldes zu nennen, mit dessen Inbetriebnahme zur Jahresmitte gerechnet wird. Darüber hinaus schlagen sich die Beteiligung am russischen Gasfeld Yushno Russkoje sowie die derzeit hohen Energiepreise positiv im erwarteten Ergebnis nieder.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der Ergebnisbeitrag für 2012 auf dem Niveau des Vorjahres liegen wird.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2012 mit einem um Portfoliomaßnahmen bereinigten EBITDA unter dem Vorjahresniveau. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf höhere Aufwendungen im Rahmen gesetzlich erforderlicher Energieeffizienzmaßnahmen in Großbritannien zurückzuführen.

Im Jahr 2012 erwarten wir für Russland ein EBITDA über dem Vorjahreswert. Der ganzjährige Betrieb der neuen Gaskraftwerksblöcke an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya sowie höhere Margen bei Bestandskraftwerken wirken sich hierbei positiv aus.

Für das Segment Konzernleitung/Konsolidierung erwarten wir 2012 ein im Vergleich zum Vorjahr höheres EBITDA.

### Voraussichtliche Entwicklung der Dividende

Unsere bisherige Dividendenpolitik, nach der die Ausschüttungsquote 50 bis 60 Prozent des nachhaltigen Konzernüberschusses beträgt, wollen wir grundsätzlich unverändert beibehalten. Für das Jahr 2011 wird davon abweichend eine Dividende pro Aktie von 1,00 € vorgeschlagen. Für das Jahr 2012 planen wir eine Dividende von 1,10 € pro Aktie und für 2013 eine Dividende pro Aktie in mindestens gleicher Höhe. Auch in diesen beiden Jahren würde die Ausschüttungsquote voraussichtlich oberhalb der oben genannten Bandbreite von 50 bis 60 Prozent liegen.

### Erwartete Finanzlage

#### Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Für das Jahr 2012 erwarten wir keinen Finanzierungsbedarf auf Gruppenebene. Die für 2012 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 unterjährig Spitzen in den Finanzierungserfordernissen des Konzerns ist die Nutzung von Commercial Paper möglich.

### Geplante Investitionen

Im Rahmen unserer Mittelfristplanung haben wir für das Jahr 2012 Investitionen in Höhe von 7,0 Mrd € vorgesehen. Auch hierbei haben wir die angekündigten Portfoliomaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Rund ein Fünftel der geplanten Investitionen ist 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 2012		
	Mrd €	Anteile in %
Erzeugung	1,6	23
Erneuerbare Energien	1,6	23
Optimierung & Handel	0,6	9
Exploration & Produktion	0,6	9
Deutschland	1,1	15
Weitere EU-Länder	1,1	15
Russland	0,4	6
<b>Summe</b>	<b>7,0</b>	<b>100</b>

Im Jahr 2012 werden 1,6 Mrd € in den Ausbau und den Ersatz sowie den Erhalt der Stromerzeugung aus Steinkohle, Gas und Kernenergie investiert. Darin enthalten sind unter anderem Kraftwerksneubauprojekte der fossilen Stromerzeugung (zum Beispiel „Maasvlakte 3“ und „Datteln 4“) und lebensdauer-verlängernde Maßnahmen (2.000-MW-Steinkohlekraftwerk Ratcliffe in Großbritannien).

Im Segment Erneuerbare Energien (E.ON Climate & Renewables und Wasserkraftwerke) werden wir im kommenden Jahr rund 1,6 Mrd € investieren. Der Schwerpunkt wird vorwiegend auf Offshore-Windparks wie „London Array“ und Onshore-Windparks in Europa beziehungsweise den USA liegen.

Im Bereich Optimierung & Handel werden rund 0,6 Mrd € im Wesentlichen in die Infrastruktur des Transport- und Speichergeschäfts investiert.

Bei Exploration & Produktion entfällt der größte Teil der Investitionen von 0,6 Mrd € auf die Entwicklung von Gas- und Ölfeldern.

Die 1,1 Mrd € Investitionen in der Region Deutschland betreffen insbesondere zahlreiche Einzelmaßnahmen für den Ausbau von Mittel- und Niederspannungsleitungen, Schaltanlagen sowie Mess- und Regeltechnik. Darüber hinaus sind Investitionen vorgesehen, die eine sichere und störungsfreie Stromübertragung und -verteilung 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 2012 mit rund 400 Mio € hauptsächlich die bereits laufenden Kraftwerksneubauprojekte, insbesondere „Berezovskaya“, fortgesetzt.

Für den E.ON-Konzern sieht die Investitionsplanung im Jahr 2013 insgesamt Investitionen in Höhe von rund 5,7 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.



## Chancen

Die Führungsgesellschaften im In- und Ausland sowie die Fachbereiche der E.ON AG 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 technisch integrierte europäische Märkte und national orientierte Märkte parallel entwickeln werden. 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 von Währungskursen und Marktpreisen für die Commodities Strom, Gas, Kohle, Öl und CO<sub>2</sub>. Dazu gehört beispielsweise auch die Chance, durch die Teilnahme am behördlich vorgeschriebenen Gas-Release-Programm der ENI in Italien Gasmengen zu günstigen Konditionen einkaufen zu können.

Durch den seit Anfang 2008 konzernweit gebündelten Handel nutzen wir die Chancen des voranschreitenden Zusammenwachsens 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.

## Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung

Damit wir auch in Zukunft über die notwendige Ertragskraft verfügen, richten wir unser Geschäft konsequent auf die Zukunft hin aus. Basis ist unsere Strategie cleaner & better energy mit den vier Säulen Fokussierung in Europa, Erhöhung der Performance durch Effizienzsteigerung und Verbesserung der Organisation, Optimierung unserer Investitionsstrategie sowie gezieltes Wachstum außerhalb Europas. Politische Entscheidungen und massive Veränderungen in unseren Märkten stellen uns dabei vor nie gekannte Herausforderungen. Mit unserer klaren Strategie haben wir die unternehmerischen Antworten darauf. Systematisch stellen wir unser Geschäft in Europa und in wachstumsstarken neuen Märkten neu auf, führen substantielle Kostensenkungen durch und steigern unsere Performance. Schon 2013 werden Erneuerbare Energien, neue Märkte wie Russland, aber auch die Gasförderung wesentliche Säulen des Geschäfts und des Ergebnisses sein.

### Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die E.ON AG, Düsseldorf

#### Vermerk zum Konzernabschluss

Wir haben den beigefügten Konzernabschluss der 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 2011 bis zum 31. Dezember 2011 – geprüft.

#### Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Konzernabschluss

Die gesetzlichen Vertreter der E.ON AG, Düsseldorf, sind 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. Die gesetzlichen Vertreter sind auch verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, 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 den gesetzlichen Vertretern ermittelten geschätzten Werte in der Rechnungslegung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

### Prüfungsurteil

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung des Konzernabschlusses zu keinen Einwendungen geführt hat.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2011 sowie der Ertragslage für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr.

### Vermerk zum Konzernlagebericht

Wir haben den beigegeführten Konzernlagebericht der E.ON AG, Düsseldorf, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2011 bis 31. Dezember 2011 geprüft. Die gesetzlichen Vertreter der E.ON AG, Düsseldorf, sind 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 29. Februar 2012

PricewaterhouseCoopers  
Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Schwieters  
Wirtschaftsprüfer

Michael Reuther  
Wirtschaftsprüfer

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	2011	2010
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		115.046	94.812
Strom- und Energiesteuern		-2.092	-1.949
<b>Umsatzerlöse</b>	(5)	<b>112.954</b>	<b>92.863</b>
Bestandsveränderungen		-16	82
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	519	588
Sonstige betriebliche Erträge	(7)	13.785	15.961
Materialaufwand	(8)	-97.827	-73.575
Personalaufwand	(11)	-5.947	-5.281
Abschreibungen	(14)	-7.081	-6.457
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	-17.656	-13.597
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		512	663
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>		<b>-757</b>	<b>11.247</b>
Finanzergebnis	(9)	-2.154	-2.184
<i>Beteiligungsergebnis</i>		-60	119
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		716	653
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-2.810	-2.956
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	1.036	-1.946
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>		<b>-1.875</b>	<b>7.117</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	14	-836
<b>Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>		<b>-1.861</b>	<b>6.281</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		-2.219	5.853
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		358	428
in €			
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG) – unverwässert und verwässert</b>	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		-1,17	3,51
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,01	-0,44
<b>aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>		<b>-1,16</b>	<b>3,07</b>

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2011	2010
<b>Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>	<b>-1.861</b>	<b>6.281</b>
Cashflow Hedges	-143	-1
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-251	-204
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	108	203
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-1.028	-1.658
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-261	419
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-767	-2.077
Währungsumrechnungsdifferenz	344	469
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-232	662
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	576	-193
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-370	-722
At equity bewertete Unternehmen	-81	-15
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-81	-15
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-	-
Ertragsteuern	376	324
<b>Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen</b>	<b>-902</b>	<b>-1.603</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)</b>	<b>-2.763</b>	<b>4.678</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	-3.076	4.248
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	313	430

## Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2011	2010
Goodwill	(14)	14.083	14.588
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	7.372	8.070
Sachanlagen	(14)	55.869	60.870
At equity bewertete Unternehmen	(15)	6.325	6.343
Sonstige Finanzanlagen	(15)	6.812	6.104
<i>Beteiligungen</i>		1.908	2.201
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		4.904	3.903
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	3.619	3.357
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	2.842	4.022
Ertragsteueransprüche	(10)	147	822
Aktive latente Steuern	(10)	5.152	2.481
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>		<b>102.221</b>	<b>106.657</b>
Vorräte	(16)	4.828	4.064
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	1.789	1.674
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	31.714	27.492
Ertragsteueransprüche	(10)	4.680	2.678
Liquide Mittel	(18)	7.020	8.273
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		3.079	1.697
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		89	433
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		3.852	6.143
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	620	2.043
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>		<b>50.651</b>	<b>46.224</b>
<b>Summe Aktiva</b>		<b>152.872</b>	<b>152.881</b>



## Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2011	2010
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.001	2.001
Kapitalrücklage	(20)	13.747	13.747
Gewinnrücklagen	(21)	23.796	29.026
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(22)	-277	410
Eigene Anteile	(19)	-3.530	-3.531
<b>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</b>		<b>35.737</b>	<b>41.653</b>
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		4.484	4.532
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-608	-600
<b>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</b>	(23)	<b>3.876</b>	<b>3.932</b>
<b>Eigenkapital</b>		<b>39.613</b>	<b>45.585</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	24.029	28.880
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	7.057	6.506
Ertragsteuern	(10)	3.585	3.406
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	3.245	3.250
Übrige Rückstellungen	(25)	22.427	20.381
Passive latente Steuern	(10)	6.786	7.157
<b>Langfristige Schulden</b>		<b>67.129</b>	<b>69.580</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	5.885	3.611
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	30.729	26.357
Ertragsteuern	(10)	4.425	2.578
Übrige Rückstellungen	(25)	4.985	4.950
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	106	220
<b>Kurzfristige Schulden</b>		<b>46.130</b>	<b>37.716</b>
<b>Summe Passiva</b>		<b>152.872</b>	<b>152.881</b>

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2011	2010
Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)	-1.861	6.281
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-14	836
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	7.081	6.457
Veränderung der Rückstellungen	1.465	968
Veränderung der latenten Steuern	-2.040	265
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	1.097	347
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-717	-3.246
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-44	104
<i>Beteiligungen</i>	-599	-3.133
<i>Wertpapiere (&gt;3 Monate)</i>	-74	-217
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	1.599	-1.294
<i>Vorräte</i>	-645	342
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	-2.537	-3.836
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	-2.393	-686
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	-72	-195
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	7.246	3.081
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)</b>	<b>6.610</b>	<b>10.614</b>
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-</b>	<b>471</b>
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit</b>	<b>6.610</b>	<b>11.085</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	5.987	9.601
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	260	242
<i>Beteiligungen</i>	5.727	9.359
Auszahlungen für Investitionen	-6.524	-8.286
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-6.216	-7.904
<i>Beteiligungen</i>	-308	-382
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	5.845	6.316
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-8.703	-6.247
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	344	-256
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-3.051</b>	<b>1.128</b>
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-</b>	<b>-372</b>
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-3.051</b>	<b>756</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen <sup>1)</sup>	-11	-332
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Anteile	-	-1
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON AG	-2.858	-2.858
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-208	-243
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	3.978	2.429
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-6.736	-8.929
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-5.835</b>	<b>-9.934</b>
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-</b>	<b>10</b>
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-5.835</b>	<b>-9.924</b>
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>	<b>-2.276</b>	<b>1.917</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-12	16
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang	6.143	4.210
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende<sup>2)</sup></b>	<b>3.855</b>	<b>6.143</b>

1) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.

2) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende umfassen Bestände der als Abgangsguppe ausgewiesenen E.ON Bulgaria in Höhe von 3 Mio €.

Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit		
in Mio €	2011	2010
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-49	-726
Gezahlte Zinsen	-1.644	-1.619
Erhaltene Zinsen	444	534
Erhaltene Dividenden	710	866

## 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 2010</b>	<b>2.001</b>	<b>13.747</b>	<b>26.609</b>	<b>-2.005</b>	<b>3.511</b>	<b>46</b>
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekauft/verkaufte eigene Anteile						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.858			
Anteilserhöhung			-115			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			5.390	435	-1.588	11
Konzernüberschuss/Konzern- fehlbetrag (-)			5.853			
Other Comprehensive Income			-463	435	-1.588	11
Veränderung versicherungs- mathematischer Gewinne/ Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen			-463			
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				435	-1.588	11
<b>Stand zum 31. Dezember 2010</b>	<b>2.001</b>	<b>13.747</b>	<b>29.026</b>	<b>-1.570</b>	<b>1.923</b>	<b>57</b>
<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>

		Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss (vor der Umgliede- rung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss	Summe
		-3.530	40.379	4.157	-550	3.607	43.986
				147		147	147
	-1	-1	-1				-1
				68		68	68
				-35		-35	-35
			-2.858	-223		-223	-3.081
			-115	-12		-12	-127
					-50	-50	-50
			4.248	430		430	4.678
			5.853	428		428	6.281
			-1.605	2		2	-1.603
			-463	-29		-29	-492
			-1.142	31		31	-1.111
	-3.531	-3.531	41.653	4.532	-600	3.932	45.585
				-110		-110	-110
	1	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	-3.530	35.737	4.484	-608	3.876	39.613

## (1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

### Allgemeine Grundsätze

Dieser Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315a Abs. 1 HGB unter Beachtung der IFRS und 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 31. Dezember 2011 verpflichtend anzuwenden waren.

### Grundlagen

Die Aufstellung des Konzernabschlusses 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 AG 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 weniger 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 (partielle Goodwill-Methode) oder zum Fair Value (Full-Goodwill-Methode). Das gegebene Wahlrecht kann einzelfallweise ausgeübt werden. Im E.ON-Konzern ist grundsätzlich die partielle 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 kontrollierte 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 AG 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 weiterveräußerbar 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.

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	2011	2010	2011	2010
Britisches Pfund	GBP	0,84	0,86	0,87	0,86
Norwegische Krone	NOK	7,75	7,80	7,79	8,00
Russischer Rubel	RUB	41,77	40,82	40,88	40,20
Schwedische Krone	SEK	8,91	8,97	9,03	9,54
Ungarischer Forint	HUF	314,58	277,95	279,37	275,48
US-Dollar	USD	1,29	1,34	1,39	1,33

## Ertragsrealisierung

### a) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Kunden bzw. 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 AG 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 in lokaler Währung.

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 abgeschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert.

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 abgeschrieben. 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 abgeschrieben. Zu dieser Kategorie zählt insbesondere Software. Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte werden im Einklang mit den in den Verträgen fixierten Regelungen planmäßig abgeschrieben. 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 2011 und 2010 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 abgegrent.

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 der globalen Einheit Gas 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 spezifischen Fremdkapitalkosten berücksichtigt. Bei nicht spezifischer Finanzierung wurde ein konzerneinheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 5,0 Prozent für 2011 (2010: 4,5 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 welchen 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 welchen 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 bilanziert. Nicht konsolidierte Beteiligungen werden ebenso wie die Wertpapiere in Übereinstimmung mit IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ (IAS 39) bewertet. 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 weiterveräußierbar 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 unrealisierte Gewinne und 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 weiterveräußierbar 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 zehn Prozent unterhalb der Anschaffungskosten, ist dies ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung. Für Fremdkapitalinstrumente wird ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung 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 Währungsumrechnungsdifferenz 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 Nettoveräußerungswert. 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 Nettoveräußerungswert 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 Nutzensausfall 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 geografischen 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 Anteile 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 AG kauft (Treasury Shares), wird der Wert der bezahlten Gegenleistung, einschließlich direkt zurechenbarer zusätzlicher Kosten (netto nach Ertragsteuern), vom Eigenkapital der E.ON AG 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 AG 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 Verpflichtungen 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 den Mitarbeitern beziehungsweise 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 (2010: 30 Prozent) ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent (2010: 15 Prozent) der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer (2010: 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer) und der durchschnittliche Gewerbesteuer in Höhe von 14 Prozent (2010: 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 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, basierend auf E.ONs Ratingziel von „Solid Single A“.

Bei unserem EBITDA im Geschäftsjahr von 9.293 Mio € (2010: 13.346 Mio €) und einer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum Bilanzstichtag in Höhe von 36.385 Mio € (2010: 37.701 Mio €) beträgt der Debt Factor 3,9 (2010: 2,8). Bereinigt um die größtenteils nicht zahlungswirksamen Einmaleffekte aus dem vorzeitigen Kernenergieausstieg betrug zum Jahresende 2011 der Debt Factor 3,4.

### 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 2011 anzuwendende Standards und Interpretationen

Das International Accounting Standards Board (IASB) und das International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) haben die folgenden Standards und Interpretationen verabschiedet, die von der EU in europäisches Recht übernommen wurden und im Berichtszeitraum 1. Januar 2011 bis 31. Dezember 2011 verpflichtend anzuwenden sind:

#### IAS 24 „Angaben über Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen“

Im November 2009 verabschiedete das IASB Änderungen zu IAS 24 „Angaben über Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen“ (IAS 24). Gegenstand der Neuerungen sind insbesondere eine Konkretisierung der Definition nahestehender Unternehmen und Personen (related parties) sowie die Reduzierung der Offenlegungserfordernisse bei Unternehmen, die aufgrund staatlicher Kontrolle oder wesentlichen staatlichen Einflusses als einander nahestehend gelten. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Danach sind die Änderungen verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2011 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Mai 2010 veröffentlichte das IASB zum dritten Mal einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Die Übernahme des Sammelstandards durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach ergeben sich zwei zeitlich abweichende Erstanwendungszeitpunkte. Die Änderungen sind entweder für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juli 2010 beginnen, oder für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2011 beginnen, anzuwenden. Für E.ON ergeben sich keine wesentlichen Änderungen aus dem Sammelstandard.

#### Änderung zu IFRS 1 „Begrenzte Befreiung erstmaliger Anwender von Vergleichsangaben nach IFRS 7“ und zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“

Im Januar 2010 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards“ (IFRS 1) und zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“ (IFRS 7). Die Änderung der Standards bewirkt, dass Unternehmen, die erstmals IFRS anwenden, die Befreiung von Vergleichsangaben für die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert und für das Liquiditätsrisiko in Anspruch nehmen können. Die Befreiung gilt in Fällen, in denen die Vergleichsperioden vor dem 31. Dezember 2009 enden. Die Änderung wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2010 beginnen. Die Neufassungen der Standards haben keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

#### Änderung von IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ – Klassifizierung von Bezugsrechten

Im Oktober 2009 hat das IASB eine Änderung zu IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ (IAS 32) veröffentlicht, die insbesondere die Klassifizierung von Bezugsrechten regelt. Danach sind bestimmte Bezugsrechte, Optionen und Optionscheine in fremder Währung beim Emittenten, auf dessen Eigenkapitalinstrumente sich die Bezugsrechte beziehen, als Eigenkapital und nicht mehr als derivative Verbindlichkeit zu erfassen. Die Änderung ist auf Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Februar 2010 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. Eine Übernahme der Änderung von der EU in europäisches Recht ist erfolgt. Für E.ON ergeben sich hieraus keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### Änderungen an IFRIC 14 „Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen“

Im November 2009 wurde eine Änderung zu IFRIC 14 „Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen“ (IFRIC 14) veröffentlicht. Die Änderung betrifft Unternehmen, die Mindestfinanzierungsvorschriften unterliegen und eine Vorauszahlung der Beiträge leisten. Gemäß der Änderung wird

es nun gestattet, dass ein Unternehmen den Nutzen aus einer solchen Vorauszahlung gegebenenfalls als Vermögenswert darstellt. Die Änderung wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist demnach für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2011 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### **IFRIC 19 „Tilgung finanzieller Verbindlichkeiten durch Eigenkapitalinstrumente“**

Im November 2009 wurde IFRIC 19 „Tilgung finanzieller Verbindlichkeiten durch Eigenkapitalinstrumente“ (IFRIC 19) veröffentlicht. IFRIC 19 konkretisiert die Bilanzierung von finanziellen Verbindlichkeiten, die durch die Übertragung von Eigenkapitalinstrumenten getilgt werden. Die ausgegebenen Finanzinstrumente stellen danach „gezahltes Entgelt“ im Sinne des IAS 39.41 dar. Der Kreditnehmer hat daher die Verbindlichkeit vollständig oder partiell auszubuchen. Jegliche Differenz zwischen dem Buchwert der getilgten finanziellen (Teil-)Verbindlichkeit und dem erstmaligen Bewertungsbeitrag der ausgegebenen Eigenkapitalinstrumente wird erfolgswirksam erfasst. IFRIC 19 tritt für Geschäftsjahre in Kraft, die am oder nach dem 1. Juli 2010 beginnen. Die EU hat die neue Interpretation in europäisches Recht übernommen. IFRIC 19 hat keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON.

#### **Im Jahr 2011 noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen**

Das IASB und das IFRIC 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. IFRS 10 ist grundsätzlich retrospektiv für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2013 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. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

##### **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. Der neue Standard wird verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 12, IAS 27 und IAS 28 angewendet werden. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### 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 deren Änderungen, die bei der Beurteilung der Beherrschung nach IFRS 10 und bei Joint Arrangements getroffen wurden. Der neue Standard wird verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### 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 Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit noch die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### 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). Der neue Standard soll verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 und IAS 28 angewendet werden. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet keine Auswirkungen des neuen Standards.

#### 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. Die Änderung soll verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 und IAS 27 angewendet werden. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen des neuen Standards.

### 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 Änderungen sind für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juli 2011 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Die Neufassungen des Standards haben keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

### 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 der Transfertransaktionen finanzieller Vermögenswerte (zum Beispiel Verbriefung von Kredit- und Einlagepositionen) 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. E.ON erwartet derzeit keine wesentlichen Auswirkungen für 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 steht noch aus. E.ON erwartet 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 2012 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU steht noch aus. 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 19). Künftig ist die Anwendung der sogenannten „Korridormethode“ zur zeitversetzten Erfassung von versicherungsmathematischen Gewinnen und Verlusten nicht mehr zulässig. Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste sind nunmehr in voller Höhe unmittelbar im OCI zu erfassen. Die erwarteten Erträge aus dem Planvermögen und der Zinsaufwand auf die leistungsorientierten Verpflichtungen werden von einem einheitlichen 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 in voller Höhe grundsätzlich unmittelbar in der Periode der zugrunde liegenden Planänderung erfasst. Darüber hinaus werden im Anhang zusätzliche Angaben, unter anderem zu den Charakteristiken der bestehenden Pensionspläne, den damit für das Unternehmen zu erkennenden 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 steht noch aus. E.ON untersucht derzeit noch die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

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 Erstanwendungszeitpunkte. 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 steht noch aus. E.ON erwartet aus der Änderung keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### 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 noch nicht 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 2010	160	441	601
Zugänge	9	14	23
Abgänge/Verschmelzungen	8	121	129
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2010</b>	<b>161</b>	<b>334</b>	<b>495</b>
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>

Im Jahr 2011 wurden insgesamt 51 inländische und 54 ausländische Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2010: 53 beziehungsweise 53). 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 2011

###### E.ON Bulgaria

Im Rahmen unserer Strategie, Aktivitäten über 15 Mrd € bis Ende 2013 zu veräußern, hat E.ON 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 €, vorbehaltlich abschließender Kaufpreisanpassungen. 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 0,1 Mrd € erforderlich. Der Vollzug der Transaktion wird für die erste Jahreshälfte 2012 erwartet. Die bulgarischen Aktivitäten sind Bestandteil des Segmentes Übrige regionale Einheiten. Aus Wesentlichkeitsgründen werden diese Aktivitäten als Abgangsgruppe ausgewiesen.

###### 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 Aktivitäten 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.

###### 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 Südthüringische 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 auf rund 0,3 Mrd €. Der Kaufvertrag wurde im Februar 2012 unterzeichnet. Der Vollzug der Transaktion steht noch unter dem Vorbehalt der Zustimmung verschiedener kommunaler Gremien der Stadt Darmstadt und wird noch im ersten Halbjahr 2012 erwartet.

###### 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. Der Buchwert beläuft sich auf 0,1 Mrd €.

###### 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 €.

## Nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2010

### US-Midwest

Ende April 2010 hat E.ON mit der PPL Verträge über den Verkauf des in der Market Unit US-Midwest gebündelten Strom- und Gasgeschäftes in den USA geschlossen. Als Kaufpreis für das Eigenkapital sowie für die Übernahme bestimmter Verbindlichkeiten wurden rund 7,6 Mrd US-\$ (zum 1. November 2010 rund 5,5 Mrd €) vereinbart. Zusätzlich haben wir Pensionsverpflichtungen in Höhe von rund 0,8 Mrd US-\$ übertragen. Durch die Konkretisierung der Verkaufsabsicht war eine Überprüfung der Bewertung der US-Aktivitäten unter Berücksichtigung des zu erwartenden Veräußerungserlöses vorzunehmen. Diese Überprüfung führte im Vergleich zum tatsächlich vereinbarten Kaufpreis zu einem Goodwill-Impairment von rund 0,9 Mrd €; dieses war bereits im ersten Quartal 2010 zu erfassen. Die Transaktion konnte am 1. November 2010 vollzogen werden. Im Zusammenhang mit diesem Abgang waren im OCI erfasste Beträge von rund -0,2 Mrd € erfolgswirksam zu berücksichtigen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung inklusive des Goodwill-Impairments im Jahr 2010 und nachlaufender Effekte dieser Einheit.

Gewinn- und Verlustrechnung – US-Midwest – (Kurzfassung)		
in Mio €	2011	2010
Umsatzerlöse	-	1.563
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	20	-2.233
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>20</b>	<b>-670</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-	-149
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>20</b>	<b>-819</b>

## Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2010

### Europagas

Im Zuge von Portfoliooptimierungen wurde eine Veräußerung der 50-prozentigen Beteiligung an der Europagas a.s., Prag, Tschechien, angestrebt, daher erfolgte der Ausweis zum 30. Juni 2010 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte. Die bei der Market Unit Pan-European Gas nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligung wies einen Buchwert von rund 0,2 Mrd € auf. Der Vollzug erfolgte Ende Juli 2010.

### Verpflichtungszusage EU-Kommission

Im Dezember 2008 wurde die Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, diverse Stromkapazitäten sowie das Höchstspannungsnetz in Deutschland abzugeben, wirksam. Die insgesamt abzugebenden Kapazitäten in Höhe von rund 5 GW einschließlich zugehöriger Aktiva und Verpflichtungen wurden seit Ende 2008 als Abgangsgruppe dargestellt. Die Netto-Buchwerte der Abgangsgruppe betrafen ausschließlich die Market Unit Central Europe mit einem Betrag von zunächst rund 0,4 Mrd €. Im Jahr 2009 wurde in mehreren Transaktionen die Abgabe wesentlicher Anteile der abzugebenden Stromkapazitäten durchgeführt. Im ersten Quartal 2010 erfolgte der Vollzug des Vertrages mit der Stadtwerke Hannover AG, Hannover, über weitere 0,3 GW Kapazität mit einem Veräußerungsgewinn von rund 0,2 Mrd €. Der Vollzug der Abgabe der restlichen Stromkapazitäten in Höhe von 0,3 GW erfolgte im April 2010.

Im November 2009 konnte eine Vereinbarung mit TenneT B.V., Arnheim, Niederlande, über die Abgabe des deutschen Höchstspannungsnetzes erzielt werden. Die Umgliederung des Höchstspannungsnetzes in die Abgangsgruppen wurde daher im vierten Quartal 2009 mit einem Netto-Buchwert von rund 0,8 Mrd € vorgenommen. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden betrafen zum Abgangszeitpunkt das Sachanlage- und Umlaufvermögen mit 1,0 Mrd € beziehungsweise 0,7 Mrd € sowie Verbindlichkeiten und passive latente Steuern mit 0,9 Mrd € beziehungsweise 0,2 Mrd €. Ebenso wies die betreffende Einheit finanzielle Verpflichtungen aus Investitionstätigkeit in Höhe von rund 2 Mrd € auf. Die Vereinbarung wurde Ende Februar 2010 vollzogen. Unter Berücksichtigung von Kaufpreisanpassungen wurde ein Veräußerungsgewinn von 0,1 Mrd € erzielt.

Die Verpflichtung gegenüber der EU-Kommission konnte somit im April 2010 vollständig erfüllt werden.



### (5) 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 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 2011 lag der Umsatz mit 113 Mrd € um 22 Prozent über dem Vorjahresniveau. Dieser Zuwachs resultierte im Wesentlichen aus einem gestiegenen Handelsvolumen bei unserer Einheit Handel.

Die Aufteilung der Umsatzerlöse nach Segmenten findet sich in Textziffer 33.

### (6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 519 Mio € (2010: 588 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 €	2011	2010
Erträge aus Währungskursdifferenzen	6.027	5.177
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	4.559	6.046
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	1.416	3.424
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	132	54
Übrige	1.651	1.260
<b>Summe</b>	<b>13.785</b>	<b>15.961</b>

Grundsätzlich werden bei E.ON Derivate für die Absicherung (Hedging) von Commodity- sowie Devisen- und Zinsrisiken eingesetzt.

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 2011 vor allem aus der Veränderung der stichtagsbezogenen Marktbewertung der gas-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate. Im Vorjahr ergaben sich Effekte insbesondere aus den kohle-, öl- und gasbezogenen Derivaten.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 3.042 Mio € (2010: 3.420 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 2.353 Mio € (2010: 1.480 Mio €).

In den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Veräußerung der Gazprom-Anteile in Höhe von 602 Mio € (2010: 1.953 Mio €) sowie aus dem Verkauf des britischen Stromverteilungsnetzes in Höhe von 387 Mio € enthalten (vergleiche hierzu auch Textziffer 4). Weiterhin wurden Gewinne aus dem Verkauf von Wertpapieren in Höhe von 147 Mio € (2010: 257 Mio €) erzielt.

Im Jahr 2010 waren in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen und Rückstellungen sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
in Mio €	2011	2010
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	6.761	4.936
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	5.685	3.559
Sonstige Steuern	386	326
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	742	75
Übrige	4.082	4.701
<b>Summe</b>	<b>17.656</b>	<b>13.597</b>

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 3.069 Mio € (2010: 3.198 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 3.172 Mio € (2010: 1.413 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Konzessionsabgaben in Höhe von 492 Mio € (2010: 473 Mio €), externe Prüfungs- und Beratungskosten in Höhe von 259 Mio € (2010: 292 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 216 Mio € (2010: 284 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 346 Mio € (2010: 380 Mio €) enthalten. Des Weiteren werden hier Fremdleistungen, IT-Aufwendungen und Versicherungsprämien ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen aus Explorations-tätigkeit beliefen sich auf 36 Mio € (2010: 37 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 verzeichneten wir einen Anstieg um 24.252 Mio € auf 97.827 Mio € (Vorjahr: 73.575 Mio €). Ursachen hierfür waren vor allem das gestiegene Handelsvolumen des laufenden Geschäftsjahres im Vergleich zum Vorjahr, höhere Kosten, die durch die Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland verursacht wurden, und höhere Beschaffungskosten.

Materialaufwand		
in Mio €	2011	2010
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	93.765	70.165
Aufwendungen für bezogene Leistungen	4.062	3.410
<b>Summe</b>	<b>97.827</b>	<b>73.575</b>

## (9) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
in Mio €	2011	2010
Erträge aus Beteiligungen	128	167
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-188	-48
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>-60</b>	<b>119</b>
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	716	653
<i>Available-for-Sale</i>	332	208
<i>Loans and Receivables</i>	165	171
<i>Held-for-Trading</i>	7	78
<i>Sonstige Zinserträge</i>	212	196
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-2.810	-2.956
<i>Amortized Cost</i>	-1.292	-1.535
<i>Held-for-Trading</i>	-158	-32
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-1.360	-1.389
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-2.094</b>	<b>-2.303</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-2.154</b>	<b>-2.184</b>

Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 2 verwiesen.

Das Finanzergebnis hat sich gegenüber dem Vorjahr leicht verbessert. Niedrigeren Zinsaufwendungen infolge der Rückzahlung von Finanzverbindlichkeiten standen höhere Wertberichtigungen auf sonstige Finanzanlagen gegenüber. Diese Wertminderungen betreffen überwiegend die im Rahmen des Assetmanagements gehaltenen Wertpapiere (vergleiche Textziffer 31).

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 748 Mio € (2010: 722 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen – gekürzt um die erwarteten Erträge aus Planvermögen – mit einem Betrag von 143 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2010: 167 Mio €). Im Zusammenhang mit der vorzeitigen Rückzahlung von Darlehen und der damit erforderlichen Auflösung von Zinssicherungen wurden 2011 Vorfälligkeitsentschädigungen in Höhe von insgesamt 34 Mio € gezahlt (2010: 65 Mio €). Aus dem vorzeitigen Rückerwerb von Anleihen ergab sich ein einmaliger Aufwand von rund 115 Mio € (2010: 1 Mio €). Dies entspricht 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 60 Mio € (2010: 47 Mio €).

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 312 Mio € (2010: 316 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 2011 und 2010 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
in Mio €	2011	2010
Inländische Ertragsteuern	432	987
Ausländische Ertragsteuern	555	684
Übrige Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	17	10
<b>Laufende Ertragsteuern</b>	<b>1.004</b>	<b>1.681</b>
Inland	-1.139	581
Ausland	-901	-316
<b>Latente Steuern</b>	<b>-2.040</b>	<b>265</b>
<b>Steuern vom Einkommen und vom Ertrag</b>	<b>-1.036</b>	<b>1.946</b>

Der Rückgang des Steueraufwands um 3 Mrd € im Vergleich zum Vorjahr ist im Wesentlichen ergebnisbedingt. Die effektive Steuerquote von 22 Prozent im Jahr 2010 ist auf 36 Prozent im Jahr 2011 angestiegen.

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 153 Mio € (2010: 958 Mio €). Der Rückgang der Ertragsteueransprüche beruht hauptsächlich auf dem Abgang wesentlicher Beträge des Körperschaftsteuerguthabens im Jahr 2011.

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 47 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2010: 12 Mio €). Passive latente Steuern für Tochtergesellschaften und assoziierte Unternehmen wurden insoweit nicht bilanziert, als die Gesellschaft den Umkehreffekt 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 1.434 Mio € (2010: 1.833 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 Großbritannien, Ungarn und einigen anderen Staaten führten insgesamt zu einem Steuerertrag in Höhe von 34 Mio €. 2010 ergab sich durch Steuersatzänderungen im Ausland insgesamt ein latenter Steuerertrag in Höhe von 54 Mio €.

Die Unterschiede zwischen dem für 2011 in Deutschland geltenden Ertragsteuersatz von 30 Prozent (2010: 30 Prozent) und dem effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz				
	2011		2010	
	in Mio €	%	in Mio €	%
Erwartete Ertragsteuern	-873	30,0	2.719	30,0
Ertragsteuerminderung für ausgeschüttete Dividenden	-37	1,3	-96	-1,0
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-163	5,6	-148	-1,6
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	-34	1,2	-54	-0,6
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-8	0,3	-743	-8,2
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-144	4,9	-196	-2,2
Sonstiges <sup>1)</sup>	223	-7,7	464	5,1
<b>Effektiver Steueraufwand/-satz</b>	<b>-1.036</b>	<b>35,6</b>	<b>1.946</b>	<b>21,5</b>

1) davon in 2011: 258 Mio € im Wesentlichen Steuereffekte auf Dividenden/Veräußerungen; in 2010: 358 Mio € wegen Goodwill-Impairment

Die Ertragsteuern, die im Zusammenhang mit den nicht fortgeführten Aktivitäten stehen, werden in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ ausgewiesen. Diese betreffen im Jahr 2010 die Market Unit US-Midwest und belaufen sich auf 149 Mio €. Vergleiche hierzu auch Textziffer 4.

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2011 und 2010:

Aktive und passive latente Steuern		
in Mio €	31. Dezember	
	2011	2010
Immaterielle Vermögenswerte	319	256
Sachanlagen	1.030	817
Finanzanlagen	205	225
Vorräte	28	23
Forderungen	709	944
Rückstellungen	5.693	5.410
Verbindlichkeiten	4.307	3.932
Verlustvorräte	1.713	807
Steuergutschriften	27	23
Sonstige	520	280
<b>Zwischensumme</b>	<b>14.551</b>	<b>12.717</b>
Wertänderung	-88	-98
<b>Aktive latente Steuern</b>	<b>14.463</b>	<b>12.619</b>
Immaterielle Vermögenswerte	1.933	1.908
Sachanlagen	6.184	6.553
Finanzanlagen	223	204
Vorräte	157	123
Forderungen	4.995	4.943
Rückstellungen	781	1.382
Verbindlichkeiten	449	733
Sonstige	1.375	1.449
<b>Passive latente Steuern</b>	<b>16.097</b>	<b>17.295</b>
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>-1.634</b>	<b>-4.676</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 2011		31. Dezember 2010	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Aktive latente Steuern	1.220	4.020	83	2.496
Wertänderung	-13	-75	-1	-97
<b>Nettobetrag der aktiven latenten Steuern</b>	<b>1.207</b>	<b>3.945</b>	<b>82</b>	<b>2.399</b>
Passive latente Steuern	-812	-5.974	-671	-6.486
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>395</b>	<b>-2.029</b>	<b>-589</b>	<b>-4.087</b>

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -304 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2010: Entlastung 54 Mio €). Darüber hinaus sind 44 Mio € laufende Ertragsteuern (2010: 64 Mio €) direkt im Eigenkapital erfasst.

Die im Other Comprehensive Income erfassten Ertragsteuern für die Jahre 2011 und 2010 gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income						
in Mio €	2011			2010		
	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	-143	40	-103	-1	10	9
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-1.028	-5	-1.033	-1.658	70	-1.588
Währungsumrechnungsdifferenz	344	166	510	469	12	481
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-370	175	-195	-722	230	-492
At equity bewertete Unternehmen	-81	-	-81	-15	2	-13
<b>Summe</b>	<b>-1.278</b>	<b>376</b>	<b>-902</b>	<b>-1.927</b>	<b>324</b>	<b>-1.603</b>

Die im Jahr 2010 finalisierte Kaufpreisanpassung der belgischen Kraftwerkseinheit führte zum 31. Dezember 2010 zu aktiven latenten Steuern in Höhe von 14 Mio €.

Die steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge		
in Mio €	31. Dezember	
	2011	2010
Inländische Verlustvorträge	3.811	706
Ausländische Verlustvorträge	5.931	4.121
<b>Summe</b>	<b>9.742</b>	<b>4.827</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 2.408 Mio € (2010: 2.133 Mio €) keine latenten Steuern gebildet.

**(11) Personalbezogene Angaben****Personalaufwand**

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

<b>Personalaufwand</b>		
<b>in Mio €</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Löhne und Gehälter	4.882	4.153
Soziale Abgaben	648	668
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung für Altersversorgung	417 410	460 453
<b>Summe</b>	<b>5.947</b>	<b>5.281</b>

Der Personalaufwand erhöhte sich um 666 Mio € auf 5.947 Mio € (2010: 5.281 Mio €) insbesondere aufgrund von Restrukturierungsaufwendungen im Zusammenhang mit dem Projekt E.ON 2.0.

**Aktienbasierte Vergütung**

Für aktienbasierte Vergütungen (Mitarbeiteraktienprogramm, virtuelles Aktienprogramm sowie E.ON Share Performance Plan) sind im Jahr 2011 Aufwendungen in Höhe von 13,7 Mio € (2010: 12,8 Mio €) entstanden.

**Mitarbeiteraktienprogramm**

Im Jahr 2011 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 mindestens 25 Prozent, maximal 511 €, zu den von ihnen zum Stichtag 17. November 2011 gezeichneten Aktien. Der maßgebliche Kurs der E.ON-Aktie zu diesem Stichtag betrug 16,75 €. In Abhängigkeit von der gezeichneten Anzahl der Aktien ergaben sich Vorzugspreise zwischen 7,11 € und 13,18 € (2010: zwischen 9,94 € und 17,95 €). Der durch Gewährung der Vorzugspreise entstandene Aufwand von 9,7 Mio € (2010: 10,2 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 3,3 Mio € (2010: 2,3 Mio €) wird ebenfalls unter „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Im Jahr 2011 wurden im Rahmen des freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms insgesamt 1.210.014 Aktien beziehungsweise 0,06 Prozent (2010: 980.897 Aktien beziehungsweise 0,05 Prozent) des Grundkapitals der E.ON AG zu einem durchschnittlichen Anschaffungspreis von 17,20 € je Aktie zum größten Teil über die Börse erworben (2010: Erwerb über die Börse: 22,70 € je Aktie).

Zur Entwicklung des Bestands an eigenen Aktien der E.ON AG werden weitere Informationen unter Textziffer 19 gegeben.

**Langfristige variable Vergütung**

Als freiwilligen langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder der E.ON AG 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 AG, 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 das im Jahr 2005 beendete virtuelle Aktienoptionsprogramm der E.ON AG sowie über den im Jahr 2006 eingeführten und in den Jahren 2010 und 2011 für die nachfolgenden Tranchen modifizierten E.ON Share Performance Plan berichtet.



## Virtuelles Aktienoptionsprogramm der E.ON AG

Von 1999 bis einschließlich 2005 hat E.ON jährlich virtuelle Stock Appreciation Rights (SAR) im Rahmen des virtuellen Aktienoptionsprogramms der E.ON AG gewährt.

Im Geschäftsjahr 2011 existierten lediglich SAR der siebten Tranche. Die Rahmenbedingungen lauten wie folgt:

Stock Appreciation Rights der E.ON AG	
7. Tranche	
Ausgabedatum	3. Jan. 2005
Laufzeit	rd. 7 Jahre
Sperrfrist	2 Jahre
Ausübungsschwelle (Kursanstieg gegenüber Basiskurs)	10 %
Maximaler Ausübungsgewinn für drei Bezugsrechte	65,35 €

Der Ausübungsgewinn wird in bar ausgezahlt und entspricht der Differenz zwischen dem Aktienkurs der E.ON AG bei Ausübung und dem adjustierten Basiskurs von 20,37 €, multipliziert mit der Anzahl der ausgeübten Optionen und einem Bezugsfaktor von 3. Die Adjustierung des Basiskurses sowie die Einführung des Bezugsverhältnisses von 3 sind mit dem Aktien-split der E.ON-Aktie am 4. August 2008 erforderlich geworden, um bei unveränderter Anzahl von Aktienoptionen Wertneutralität zu gewährleisten. Um die Effekte aus außerordentlichen, nicht vorhergesehenen Entwicklungen nach oben hin zu begrenzen, wurde der maximal mögliche Ausübungsgewinn je Option für die SAR der siebten Tranche auf 100 Prozent des Basiskurses bei Ausgabe festgelegt.

Die in der Berichtsperiode erfassten Erträge belaufen sich auf 0,2 Mio € (2010: 0,6 Mio €).

Die im Berichtsjahr noch bestehenden virtuellen Aktienoptionen der siebten Tranche sind am Ende der Laufzeit vollständig wertlos verfallen.

## 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 Tranche 5 von bislang drei auf vier Jahre verlängert. Die Grundparameter der beiden in 2011 unter diesen Planbedingungen noch aktiven Tranchen lauten wie folgt:

E.ON Share Performance Rechte		
	5. Tranche	4. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2010	1. Jan. 2009
Laufzeit	4 Jahre	3 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	27,25 €	27,93 €
Maximaler Auszahlungsbetrag	81,75 €	83,79 €

Am Jahresende beträgt die Rückstellung 2,4 Mio € (2010: 10,7 Mio €). Zum Bilanzstichtag wurde für die vierte Tranche eine Verbindlichkeit in Höhe der Summe der Auszahlungsbeträge von 1,3 Mio € gebildet. Der Ertrag für den E.ON Share Performance Plan bis einschließlich Tranche 5 im Geschäftsjahr 2011 betrug 6,8 Mio € (2010: 0,9 Mio € Aufwand).

## E.ON Share Performance Plan Ausgabe ab 2011

Im Geschäftsjahr 2011 wurden virtuelle Aktien (Performance-Rechte) im Rahmen der sechsten Tranche des E.ON Share Performance Plans mit einem Zielwert bei Ausgabe von 22,43 € gewährt. Jedes Performance Recht berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie. Die Anzahl der am Ende der Laufzeit abzurechnenden Rechte ist nach den modifizierten Planbedingungen für zukünftige Tranchen nunmehr vom Grad der Erreichung bestimmter Konzernkennzahlen über die Laufzeit abhängig. 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. Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zum Bilanzstichtag wurden 7,9 Mio € zurückgestellt. Der Aufwand beträgt im Geschäftsjahr 7,9 Mio €.

## Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 80.859 Mitarbeiter (2010: 85.509). Dabei sind durchschnittlich 2.238 (2010: 2.261) Auszubildende nicht berücksichtigt. Die Mitarbeiter der Market Unit US-Midwest werden in der Tabelle nicht mehr ausgewiesen (siehe hierzu Textziffer 4).

Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter <sup>1)</sup>		
	2011	2010
Erzeugung	10.762	11.075
Erneuerbare Energien	1.777	1.753
Gas	3.192	3.168
Handel	1.020	1.079
Deutschland	21.566	21.278
Weitere EU-Länder	33.489	38.004
Russland	4.894	4.713
Konzernleitung/Sonstige <sup>2)</sup>	4.159	4.439
<b>Summe</b>	<b>80.859</b>	<b>85.509</b>
1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende		
2) einschließlich E.ON IT Group		

## (12) Sonstige Angaben

### Deutscher Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON AG haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung am 12. Dezember 2011 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 2011 und 2010 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 €	2011	2010
Abschlussprüfung	27	30
<i>Inland</i>	18	20
Sonstige Bestätigungsleistungen	23	25
<i>Inland</i>	19	18
Steuerberatungsleistungen	1	1
<i>Inland</i>	1	-
Sonstige Leistungen	1	3
<i>Inland</i>	1	3
<b>Summe</b>	<b>52</b>	<b>59</b>
<i>Inland</i>	39	41

Die Honorare für Abschlussprüfungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses und der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlüsse der E.ON AG 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 159 bis 173 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 AG keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

Ergebnis je Aktie		
in Mio €	2011	2010
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-1.875	7.117
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-358	-428
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)</b>	<b>-2.233</b>	<b>6.689</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	14	-836
<b>Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-) der Gesellschafter der E.ON AG</b>	<b>-2.219</b>	<b>5.853</b>
in €		
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)</b>		
aus fortgeführten Aktivitäten	-1,17	3,51
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,01	-0,44
<b>aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>	<b>-1,16</b>	<b>3,07</b>
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905

**(14) Goodwill, 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>	

Kumulierte Abschreibungen									Netto- Buchwerte
1. Januar 2011	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertminde- rungen	Zuschreibun- gen	31. Dezember 2011	31. Dezember 2011
<b>-3.000</b>	<b>1</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>-160</b>	<b>0</b>	<b>-3.140</b>	<b>14.083</b>
-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
<b>-4.244</b>	<b>-16</b>	<b>72</b>	<b>-451</b>	<b>221</b>	<b>424</b>	<b>-213</b>	<b>0</b>	<b>-4.207</b>	<b>5.897</b>
-80	-2	-	-	112	-	-138	-	-108	1.391
-2	-	-	-	-	-	-5	-	-7	84
<b>-4.326</b>	<b>-18</b>	<b>72</b>	<b>-451</b>	<b>333</b>	<b>424</b>	<b>-356</b>	<b>0</b>	<b>-4.322</b>	<b>7.372</b>
-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
<b>-62.628</b>	<b>210</b>	<b>2.581</b>	<b>-3.261</b>	<b>3.693</b>	<b>108</b>	<b>-2.858</b>	<b>25</b>	<b>-62.130</b>	<b>55.869</b>

## Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2010
	1. Januar 2010	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>20.309</b>	<b>253</b>	<b>-2.910</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-64</b>	<b>17.588</b>
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	48	-	4	-	-	-	52
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	2.392	43	-50	1	-56	-20	2.310
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	7.226	174	33	42	-398	42	7.119
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	804	19	-74	53	-57	97	842
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	229	6	2	27	-	-4	260
<b>Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>10.699</b>	<b>242</b>	<b>-85</b>	<b>123</b>	<b>-511</b>	<b>115</b>	<b>10.583</b>
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.633	48	4	2.607	-2.500	-51	1.741
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	52	1	3	39	-5	-18	72
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>12.384</b>	<b>291</b>	<b>-78</b>	<b>2.769</b>	<b>-3.016</b>	<b>46</b>	<b>12.396</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.049	199	69	16	-86	27	3.274
Bauten	8.269	148	-453	282	-79	762	8.929
Technische Anlagen und Maschinen	95.186	2.026	-5.393	2.883	-775	5.121	99.048
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2.360	42	-105	166	-170	-108	2.185
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	11.699	311	-1.047	5.088	-127	-5.862	10.062
<b>Sachanlagen</b>	<b>120.563</b>	<b>2.726</b>	<b>-6.929</b>	<b>8.435</b>	<b>-1.237</b>	<b>-60</b>	<b>123.498</b>

## Goodwill

Der von der Konzernleitung in Düsseldorf geführte E.ON-Konzern ist seit Anfang 2011 in globale und regionale Einheiten gegliedert, die jeweils operative Segmente nach IFRS 8 darstellen (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 nachfolgender Tabelle:

## 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	Russland	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 Unternehmenserwerben 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>
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>2)</sup></b>									
Zuschreibungen	-	18	3	-	-	4	-	-	25
Wertminderungen	2.293	146	151	10	126	467	21	-	3.214

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.

Kumulierte Abschreibungen									Netto- Buchwerte
1. Januar 2010	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertminde- rungen	Zuschreibun- gen	31. Dezember 2010	31. Dezember 2010
-3.408	2	1.473	0	0	0	-1.067	0	-3.000	14.588
-47	-	-1	-	-	-	-	-	-48	4
-1.431	-34	23	-122	24	16	-65	-	-1.589	721
-1.403	-8	24	-257	393	18	-511	-	-1.744	5.375
-582	-16	17	-85	56	-34	-5	-	-649	193
-174	-5	-2	-25	-	-	-8	-	-214	46
-3.637	-63	61	-489	473	0	-589	0	-4.244	6.339
-82	-3	3	-	7	-	-27	22	-80	1.661
0	-	-	-	-	-	-2	-	-2	70
-3.719	-66	64	-489	480	0	-618	22	-4.326	8.070
-281	-7	16	-10	30	-	-89	1	-340	2.934
-4.337	-73	220	-233	33	-224	-53	1	-4.666	4.263
-53.909	-833	1.945	-2.860	470	-37	-861	43	-56.042	43.006
-1.602	-26	73	-174	152	24	-3	-	-1.556	629
-107	-2	-	-1	-	91	-6	1	-24	10.038
-60.236	-941	2.254	-3.278	685	-146	-1.012	46	-62.628	60.870

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 regio- nale 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 Unternehmens- erwerben 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>						
Zuschreibungen	-	1	-	3	-	4
Wertminderungen	13	45	-	173	236	467

- 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.



### 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 auf Basis von Discounted-Cashflow-Verfahren ermittelt und – sofern vorhanden – anhand geeigneter Multiplikatoren plausibilisiert. Zudem werden Markttransaktionen oder Bewertungen Dritter für ähnliche Vermögenswerte beziehungsweise Cash Generating Units berücksichtigt.

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 bereichsspezifische Wachstumsraten ermittelt. Die im Jahr 2011 verwendeten Wachstumsraten liegen zwischen 1,5 und 3,5 Prozent (2010: 1,5 und 3,5 Prozent). Die Basis für die Ableitung der nominalen Wachstumsraten bilden die langfristigen Inflationsraten, korrigiert um bereichsspezifische Entwicklungserwartungen der jeweiligen Geschäftsfelder (zum Beispiel regulatorische Rahmenbedingungen, Reinvestitionszyklen oder Wachstumsperspektiven). Die zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betrugen zum Bewertungsstichtag zwischen 5,4 und 11,1 Prozent (2010: 5,4 und 11,9 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.

Die obigen Ausführungen gelten entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten. 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.

Im Rahmen der im vierten Quartal 2011 durchgeführten jährlichen Impairment-Tests für Goodwill wurden anlassbezogen auch diverse Vermögenswerte beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten auf ihre Werthaltigkeit getestet.

Insbesondere die im Vergleich zu 2010 pessimistischere Einschätzung der langfristigen Strompreisentwicklung, weitere regulatorische Eingriffe sowie geringere Auslastungen der Kraftwerke in Spanien und Italien sind wesentliche Einflussfaktoren für die Bewertung der Aktivitäten in Spanien und Italien. Auch in Ungarn und der Slowakischen Republik liegen die prognostizierten Erzeugungsmengen und -margen unter den bisherigen Erwartungen. In Mitteleuropa, insbesondere in Benelux, wirken 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 aktuelle Bewertung aus.

Aus diesen Tests resultierte ein Wertminderungsbedarf in Höhe von 3.127 Mio €.

Dies betraf Wertminderungen des Goodwills in Höhe von 160 Mio €, da die beizulegenden Zeitwerte abzüglich der Veräußerungskosten im Segment Übrige regionale Einheiten nicht mehr die entsprechenden Buchwerte gedeckt haben.

Der Goodwill nahezu sämtlicher Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill wesentlich im Vergleich zum Buchwert des Goodwills insgesamt ist, weisen Überdeckungen der jeweiligen Buchwerte durch die erzielbaren Beträge auf, sodass, ausgehend von der aktuellen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante Änderung der Bewertungsparameter Diskontierungszinssatz und Wachstumsrate zu einem Wertminderungsbedarf auf Goodwill führen würde.

Darüber hinaus ergaben sich Wertminderungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von rund 2.720 Mio €. Dieser Betrag entfällt im Wesentlichen auf Kraftwerksanlagen in der Global Unit Erzeugung und verteilt sich auf Erzeugungskapazitäten in Spanien (822 Mio €), Italien (768 Mio €) sowie mit 579 Mio € auf vier weitere Länder. In den regionalen Einheiten waren Impairments im Wesentlichen in den regionalen Einheiten Ungarn (173 Mio €) und Niederlande (163 Mio €) zu erfassen. Betroffen sind hier weitgehend lokal gesteuerte wärmegeführte Kraftwerke.

Darüber hinaus waren außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 247 Mio € zu verzeichnen, die 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 €) entfallen.

Unterjährig wurden im Rahmen anlassbezogener Tests immaterielles und Sachanlagevermögen in Höhe von 109 Mio € beziehungsweise 138 Mio € wertberichtigt.

Im Rahmen des Impairment-Tests 2010 waren Wertminderungen des Goodwills in Höhe von 1.067 Mio € erforderlich, die auf die damaligen Cash Generating Units Italy Non-regulated (957 Mio €) und Spain (110 Mio €) entfielen. Darüber hinaus ergaben sich Wertminderungen auf sonstiges Anlagevermögen in Höhe von 1.496 Mio €. Dieser Betrag entfiel mit 984 Mio € aus Sachanlagevermögen im Wesentlichen auf die damaligen Market Units Central Europe (391 Mio €), Spain (338 Mio €) und Italy (255 Mio €). Wertberichtigungen auf immaterielles Anlagevermögen waren in den Market Units Italy (430 Mio €) und Climate & Renewables (82 Mio €) vorzunehmen.

## Immaterielle Vermögenswerte

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen 451 Mio € im Jahr 2011 (2010: 489 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 356 Mio € (2010: 618 Mio €) inklusive der zuvor genannten Wertminderungen in den betroffenen Einheiten.

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 0 Mio € (2010: 22 Mio €) vorgenommen.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 309 Mio € (2010: 512 Mio €) enthalten.

Im Berichtsjahr wurden 59 Mio € (2010: 61 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 €	
2012	389
2013	332
2014	298
2015	277
2016	265
<b>Summe</b>	<b>1.561</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 2011 Buchwerte in Höhe von 428 Mio € (2010: 535 Mio €). Wertminderungen wurden in Höhe von 129 Mio € erfasst (2010: 21 Mio €).

## Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 312 Mio € (2010: 316 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2011 auf 3.261 Mio € (2010: 3.278 Mio €). In Höhe von 2.858 Mio € (2010: 1.012 Mio €) wurden Wertminderungen auf Sachanlagen inklusive der zuvor genannten Sachverhalte erfasst. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 25 Mio € vorgenommen (2010: 46 Mio €).

Im Jahr 2011 unterlagen insbesondere Grundstücke und Gebäude sowie technische Anlagen und Maschinen in Höhe von 876 Mio € (2010: 719 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	
	2011	2010
Grundstücke	4	5
Bauten	35	45
Technische Anlagen und Maschinen	695	530
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	92	6
<b>Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände</b>	<b>826</b>	<b>586</b>

Die entsprechenden Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing-Verträgen werden wie folgt fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing						
in Mio €	Mindestleasingzahlungen		Enthaltener Zinsanteil		Barwerte	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Fälligkeit bis 1 Jahr	110	48	48	27	62	21
Fälligkeit 1-5 Jahre	327	183	191	102	136	81
Fälligkeit über 5 Jahre	1.336	655	756	309	580	346
<b>Summe</b>	<b>1.773</b>	<b>886</b>	<b>995</b>	<b>438</b>	<b>778</b>	<b>448</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. Die zukünftig zu vereinnehmenden Leasingraten aus Operating-Lease-Verhältnissen weisen nebenstehende Fälligkeitsstruktur auf:

E.ON als Leasinggeber – Operating Lease		
in Mio €	2011	2010
Nominalwert der ausstehenden Leasingraten		
Fälligkeit bis 1 Jahr	93	93
Fälligkeit 1-5 Jahre	238	231
Fälligkeit über 5 Jahre	362	412
<b>Summe</b>	<b>693</b>	<b>736</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		
	31. Dezember	
in Mio €	2011	2010
At equity bewertete Unternehmen	6.325	6.343
Beteiligungen	1.908	2.201
Langfristige Wertpapiere	4.904	3.903
<b>Summe</b>	<b>13.137</b>	<b>12.447</b>

Die at equity bewerteten Unternehmen umfassen ausschließlich assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen. Die Bilanz- und Ergebnisdaten der zehn Gemeinschaftsunternehmen sind insgesamt nicht wesentlich.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2011 betrugen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 142 Mio € (2010: 145 Mio €) und auf sonstige Finanzanlagen 108 Mio € (2010: 55 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 191 Mio € (2010: 250 Mio €).

Von den langfristigen Wertpapieren sind 473 Mio € (2010: 393 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 €	2011	2010
Umsatzerlöse	19.622	21.737
Jahresergebnis	2.335	2.674

Bilanzdaten der at equity bewerteten Unternehmen		
	31. Dezember	
in Mio €	2011	2010
Langfristige Vermögenswerte	28.740	23.764
Kurzfristige Vermögenswerte	7.606	9.408
Rückstellungen	4.981	5.990
Verbindlichkeiten und sonstige Passiva	16.613	14.275
<b>Eigenkapital</b>	<b>14.752</b>	<b>12.907</b>

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge dieser Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 682 Mio € (2010: 783 Mio €).

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile markt-gängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 329 Mio € (2010: 313 Mio €). Diese Anteile weisen Fair Values von 274 Mio € (2010: 277 Mio €) auf.

Aus Beteiligungszugängen bei at equity bewerteten Unternehmen ergab sich insgesamt ein Goodwill von 9 Mio € (2010: 17 Mio €).

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 757 Mio € (2010: 509 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

**(16) Vorräte**

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2011 und 2010 wie folgt zusammen:

Vorräte		
in Mio €	31. Dezember	
	2011	2010
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	2.160	2.163
Handelswaren	2.488	1.614
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	180	287
<b>Summe</b>	<b>4.828</b>	<b>4.064</b>

Rohstoffe, Handelswaren und fertige Erzeugnisse werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet.

Die Wertberichtigungen im Jahr 2011 beliefen sich auf 120 Mio € (2010: 18 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 11 Mio € (2010: 7 Mio €). Der Buchwert der zu Netto-Veräußerungswerten angesetzten Vorräte beträgt 65 Mio € (2010: 15 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 2011		31. Dezember 2010	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing	78	973	62	896
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	1.711	2.646	1.612	2.461
<b>Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte</b>	<b>1.789</b>	<b>3.619</b>	<b>1.674</b>	<b>3.357</b>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	18.065	-	15.819	-
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	9.863	1.901	7.567	3.068
Übrige betriebliche Vermögenswerte	3.786	941	4.106	954
<b>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</b>	<b>31.714</b>	<b>2.842</b>	<b>27.492</b>	<b>4.022</b>
<b>Summe</b>	<b>33.503</b>	<b>6.461</b>	<b>29.166</b>	<b>7.379</b>

Zum Bilanzstichtag enthalten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte Forderungen gegen Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss von Gemeinschaftskraftwerken in Höhe von 62 Mio € (2010: 104 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 988 Mio € (2010: 572 Mio €). Darüber hinaus ist, basierend auf den Vorgaben von IFRIC 5, in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit 1.595 Mio € (2010: 1.498 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 €	2011	2010
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	18.065	15.819
nicht wertgemindert und nicht überfällig	16.393	13.838
nicht wertgemindert und überfällig bis 60 Tage	1.050	1.217
nicht wertgemindert und überfällig von 61 bis 90 Tage	114	108
nicht wertgemindert und überfällig von 91 bis 180 Tage	173	199
nicht wertgemindert und überfällig von 181 bis 360 Tage	78	118
nicht wertgemindert und überfällig über 360 Tage	52	63
<b>Nettowert wertberichtigte Forderungen</b>	<b>205</b>	<b>276</b>

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 €	2011	2010
Stand zum 1. Januar	-840	-747
Veränderung Konsolidierungskreis	17	6
Wertminderungen	-346	-380
Zuschreibungen	75	58
Abgänge	216	219
Sonstiges <sup>1)</sup>	18	4
<b>Stand zum 31. Dezember</b>	<b>-860</b>	<b>-840</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	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Fälligkeit bis 1 Jahr	147	138	69	76	78	62
Fälligkeit 1-5 Jahre	612	565	278	251	334	314
Fälligkeit über 5 Jahre	1.060	947	421	365	639	582
<b>Summe</b>	<b>1.819</b>	<b>1.650</b>	<b>768</b>	<b>692</b>	<b>1.051</b>	<b>958</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	
	2011	2010
Wertpapiere und Festgeldanlagen	3.079	1.697
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	<i>2.734</i>	<i>1.397</i>
<i>Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	<i>345</i>	<i>300</i>
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	89	433
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.852	6.143
<b>Summe</b>	<b>7.020</b>	<b>8.273</b>

Im Berichtsjahr existierten verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 1 Mio € (2010: 0 Mio €).

Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als drei Monaten Wertpapiere der VKE in Höhe von 98 Mio € (2010: 89 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 2.962 Mio € (2010: 3.295 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 € (2010: 2.001.000.000 €).

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 5. Mai 2015 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 zehn 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 2011 betrug 1.905.470.135 (31. Dezember 2010: 1.905.408.843). Im Bestand der E.ON AG sowie einer Tochtergesellschaft befanden sich zum 31. Dezember 2011 95.529.865 eigene Aktien (31. Dezember 2010: 95.591.157) mit einem Buchwert von 3.530 Mio € (entsprechend 4,78 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 95.529.865 € des Grundkapitals). Im Jahr 2011 wurden für das Mitarbeiteraktienprogramm 1.150.000 Aktien über die Börse erworben sowie 60.014 Aktien aus dem Bestand entnommen und an Mitarbeiter ausgegeben (in 2010: Erwerb von 980.897 Aktien über die Börse). Zur Ausgabe von Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms siehe auch Textziffer 11. Weiterhin wurden aus dem Bestand 1.278 Aktien an Mitarbeiter ausgegeben (2010: 1.129 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 6. Mai 2009 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 5. Mai 2014 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 (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 6. Mai 2010 wurde eine bis zum 5. Mai 2015 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 AG oder einer Konzerngesellschaft der E.ON AG 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. 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 AG

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>	25. März 2011	5 %	18. März 2011	indirekt	5,01	100.145.589

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) 5,01 Prozent (100.145.589 der Stimmrechte) werden der Gesellschaft gemäß § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 WpHG zugerechnet.



## (20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage beträgt zum 31. Dezember 2011 (unverändert) 13.747 Mio € (2010: 13.747 Mio €).

## (21) Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen des E.ON-Konzerns setzen sich wie folgt zusammen:

Gewinnrücklagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2011	2010
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	23.751	28.981
<b>Summe</b>	<b>23.796</b>	<b>29.026</b>

Für Ausschüttungen an die Aktionäre der E.ON AG steht nach deutschem Aktienrecht der nach handelsrechtlichen Vorschriften ausgewiesene Bilanzgewinn der E.ON AG zur Verfügung.

Die Gewinnrücklagen nach handelsrechtlichen Vorschriften belaufen sich zum 31. Dezember 2011 auf insgesamt 3.109 Mio € (2010: 3.017 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2010: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG nicht ausschüttungsfähig.

Damit belaufen sich die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen auf 3.064 Mio € (2010: 2.972 Mio €).

Für das Geschäftsjahr 2011 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 1,00 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2010 wurde eine Dividende von 1,50 € je Aktie ausgeschüttet. Bezogen auf den Jahresendkurs 2011 beträgt die Dividendenrendite 6,0 Prozent. Bei einer Dividende von 1,00 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 1.905 Mio €.

## (22) Veränderung des Other Comprehensive Income

Im ersten Quartal 2011 wurde die verbliebene Beteiligung an Gazprom veräußert. Im Zusammenhang mit dem Abgang dieser Anteile wurden ca. 0,6 Mrd € (2010: circa 2 Mrd €) ergebniswirksam reklassifiziert. Im laufenden Geschäftsjahr entfallen keine wesentlichen Bestandteile des Other Comprehensive Income auf Anteile, die als zur Veräußerung gehalten klassifiziert werden (2010: 653 Mio €).

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 €	2011	2010
Stand zum 31. Dezember (brutto)	327	408
Steueranteil	-	-
<b>Stand zum 31. Dezember (netto)</b>	<b>327</b>	<b>408</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	
	2011	2010
Erzeugung	303	384
Erneuerbare Energien	7	23
Gas	47	48
Handel	-	-
Deutschland	2.221	2.223
Weitere EU-Länder	535	517
Russland	764	738
Konzernleitung/Konsolidierung	-1	-1
<b>Summe</b>	<b>3.876</b>	<b>3.932</b>

Der Rückgang an den Anteilen ohne beherrschenden Einfluss resultiert im Wesentlichen aus Verkäufen bei der Einheit Erzeugung in Großbritannien, die durch höhere Ergebnisse in Russland kompensiert werden.

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 €	31. Dezember	
	2011	2010
Cashflow Hedges	2	3
Weiterveräußerbare Wertpapiere	9	11
Währungsumrechnungsdifferenz	-247	-229
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-11	13
<b>Summe</b>	<b>-247</b>	<b>-202</b>

**(24) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen**

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der Mitarbeiter des E.ON-Konzerns in Höhe von 14,6 Mrd € stand zum 31. Dezember 2011 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 11,4 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 78 Prozent.

Neben dem ausgewiesenen Planvermögen wird durch die Versorgungskasse Energie (VKE) ein zusätzliches Pensionsdeckungsvermögen in Höhe von 0,6 Mrd € (2010: 0,6 Mrd €)

verwaltet, das kein Planvermögen gemäß IAS 19 darstellt, aber zum größten Teil 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				
	2011	2010	2009	2008	2007
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	14.607	16.514	16.087	14.096	15.936
Fair Value des Planvermögens	-11.359	-13.263	-13.205	-11.034	-13.056
<b>Finanzierungsstatus</b>	<b>3.248</b>	<b>3.251</b>	<b>2.882</b>	<b>3.062</b>	<b>2.880</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 €	2011			2010		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	16.514	9.058	7.456	16.087	8.285	7.802
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (employer service cost)	239	157	82	241	147	94
Kalkulatorischer Zinsaufwand (interest cost)	724	440	284	840	446	394
Veränderungen Konsolidierungskreis	-2.647	-18	-2.629	-913	1	-914
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (past service cost)	19	16	3	32	16	16
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (actuarial gains [-]/losses)	442	291	151	800	567	233
Währungsunterschiede	66	-	66	205	-	205
Mitarbeiterbeiträge	2	-	2	4	-	4
Pensionszahlungen	-749	-489	-260	-838	-474	-364
Planabgeltungen	-1	-	-1	-	-	-
Sonstige	-2	-	-2	56	70	-14
<b>Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember</b>	<b>14.607</b>	<b>9.455</b>	<b>5.152</b>	<b>16.514</b>	<b>9.058</b>	<b>7.456</b>

Ausländische Versorgungsverpflichtungen entfallen nahezu vollständig auf E.ON-Konzerngesellschaften in Großbritannien (2011: 4.547 Mio €; 2010: 6.867 Mio €) und Spanien (2011: 415 Mio €; 2010: 407 Mio €). Der den Gesundheitsfürsorgeleistungen zuzuordnende Anteil des gesamten Verpflichtungsumfangs beträgt 15 Mio € (2010: 15 Mio €).

Der Rückgang der ausländischen Versorgungsverpflichtungen ist vor allem auf die Veräußerung von Central Networks in 2011 zurückzuführen, die in der Position „Veränderungen Konsolidierungskreis“ enthalten ist.

Die in 2011 entstandenen versicherungsmathematischen Verluste sind weitestgehend auf die Absenkung der Rechnungszinssätze, die für die E.ON-Konzerngesellschaften im Inland und in Großbritannien verwendet wurden, zurückzuführen. Teilweise kompensierend wirkt bei den E.ON-Konzerngesellschaften im Inland eine Reduzierung des Gehaltstrends sowie in Großbritannien eine Senkung des Gehalts- und Rententrends.

Die versicherungsmathematischen Annahmen zur Bewertung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen der Konzerngesellschaften in Deutschland und Großbritannien lauten zum Bilanzstichtag wie folgt:

Versicherungsmathematische Annahmen				
in %	31. Dezember 2011		31. Dezember 2010	
	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.

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				
in %	2011		2010	
	Deutschland	Großbritannien	Deutschland	Großbritannien
Rechnungszinssatz	5,00	5,40	5,50	5,70
Gehaltstrend	2,75	4,00	2,75	4,00
Rententrend <sup>1)</sup>	2,00	3,30	2,00	3,30
Erwartete Planvermögensrendite	4,70	5,80	4,70	6,10

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 4,50 Prozent (2010: 4,50 Prozent; 2009: 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 festverzinslicher Unternehmensanleihen mit einer der mittleren Laufzeit der jeweiligen Pensionsverpflichtungen entsprechenden Duration.

Zum 31. Dezember 2011 wurde 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 -961 Mio € bzw. +1.075 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 6.257 Mio € (2010: 6.415 Mio €) treuhänderisch verwaltet. Zusätzliches inländisches Planvermögen in Höhe von 269 Mio € (2010: 283 Mio €) wird im Wesentlichen von inländischen Pensionskassen gehalten.

Das ausländische Planvermögen in Höhe von insgesamt 4.833 Mio € (2010: 6.565 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 2011 auf 4.467 Mio € (2010: 6.212 Mio €). Das Deckungsvermögen für die spanischen E.ON-Pensionspläne von insgesamt 325 Mio € (2010: 312 Mio €) besteht nahezu vollständig aus qualifizierten Versicherungsverträgen, die gemäß IAS 19 Planvermögen darstellen. Bedingt durch die Veräußerung von Central Networks hat sich das ausländische Planvermögen gegenüber dem Bilanzstichtag 31. Dezember 2010 entsprechend reduziert.

Der Fair Value des Planvermögens, der dem Verpflichtungsumfang für die leistungsorientierten Versorgungszusagen gegenübersteht, entwickelte sich wie nachfolgend dargestellt:

Entwicklung des Planvermögens						
in Mio €	2011			2010		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar	13.263	6.698	6.565	13.205	6.779	6.426
Erwarteter Planvermögensertrag (expected return on plan assets)	581	314	267	673	313	360
Arbeitgeberbeiträge	631	201	430	294	100	194
Mitarbeiterbeiträge	2	-	2	4	-	4
Veränderungen Konsolidierungskreis	-2.540	-6	-2.534	-507	-	-507
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste (-) (actuarial gains/losses [-])	72	-212	284	221	-40	261
Währungsunterschiede	70	-	70	179	-	179
Pensionszahlungen	-719	-469	-250	-807	-454	-353
Planabgeltungen	-1	-	-1	-	-	-
Sonstige	-	-	-	1	-	1
<b>Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember</b>	<b>11.359</b>	<b>6.526</b>	<b>4.833</b>	<b>13.263</b>	<b>6.698</b>	<b>6.565</b>

Die von der VKE verwalteten langfristigen Kapitalanlagen und liquiden Mittel in Höhe von 0,6 Mrd € (2010: 0,6 Mrd €) gehen nicht in die Ermittlung des Finanzierungsstatus zum 31. Dezember 2011 ein, da sie kein Planvermögen gemäß IAS 19 darstellen. Für eine vollständige Beurteilung des Ausfinanzierungsgrades der Versorgungsverpflichtungen des E.ON-Konzerns ist dieses Deckungsvermögen, das zum größten Teil der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen von Mitarbeitern inländischer Konzerngesellschaften dient, zusätzlich zu berücksichtigen.

Das Planvermögen entfällt zu einem geringen Teil auf eigene Finanzinstrumente (2011: 0,7 Mrd €; 2010: 0 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 (LDI – Liability-Driven-Investment-Ansatz). Die langfristig ausgerichtete LDI-Strategie 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 bis zu einem gewissen Grad periodengleich nachvollzieht. Bei der Umsetzung der LDI-Strategie 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 2011			31. Dezember 2010		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Aktien	11	13	8	16	13	18
Schuldtitel	64	65	63	66	70	62
Immobilien	9	12	6	9	11	7
Sonstiges	16	10	23	9	6	13

## 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	
	2011	2010
Anwartschaftsbarwert der Versorgungsverpflichtungen mit (vollständiger oder teilweiser) Planvermögensdeckung	14.128	16.080
Fair Value des Planvermögens	-11.359	-13.263
Anwartschaftsbarwert der Versorgungsverpflichtungen ohne Planvermögensdeckung	479	434
<b>Finanzierungsstatus</b>	<b>3.248</b>	<b>3.251</b>
Nicht erfasster, nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-9	-11
<b>Bilanzierter Betrag</b>	<b>3.239</b>	<b>3.240</b>
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-6	-10
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	3.245	3.250

Unter Berücksichtigung der periodenbezogenen Zuführungen und Pensionszahlungen sowie der saldierten versicherungsmathematischen Verluste beim Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und beim Planvermögen einschließlich der vor allem durch den Abgang von Central Networks veräußerten Pensionsrückstellungen bleibt die bilanzielle Nettoverpflichtung nahezu unverändert zum Stand vom 31. Dezember 2010.

## Beitrags- und Versorgungszahlungen

Im Jahr 2011 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 631 Mio € (2010: 294 Mio €) geleistet.

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in Höhe von 593 Mio € erwartet, die in Höhe von 216 Mio € auf ausländische Gesellschaften entfallen.

Im Jahr 2011 erfolgten Pensionszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 749 Mio € (2010: 838 Mio €). Für die zum 31. Dezember 2011

bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Pensionszahlungen prognostiziert:

Erwartete Pensionszahlungen			
in Mio €	Gesamt	Inland	Ausland
2012	727	494	233
2013	741	505	236
2014	755	513	242
2015	770	519	251
2016	785	533	252
2017-2021	4.179	2.885	1.294
<b>Summe</b>	<b>7.957</b>	<b>5.449</b>	<b>2.508</b>

## Pensionsaufwand

Der Gesamtaufwand leistungsorientierter 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 €	2011			2010		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (employer service cost)	239	157	82	241	147	94
Kalkulatorischer Zinsaufwand (interest cost)	724	440	284	840	446	394
Erwarteter Planvermögensertrag (expected return on plan assets)	-581	-314	-267	-673	-313	-360
Erfasster, nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (recognized past service cost)	21	16	5	29	16	13
<b>Summe</b>	<b>403</b>	<b>299</b>	<b>104</b>	<b>437</b>	<b>296</b>	<b>141</b>



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.

Die tatsächlichen Vermögenserträge aus dem Planvermögen betragen im Jahr 2011 in Summe 653 Mio € (2010: 894 Mio €).

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2011 für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 71 Mio € (2010: 74 Mio €) geleistet.

Vom dargestellten Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen entfallen 0,8 Mio € (2010: 0,9 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 € (2010: +0,2 Mio € beziehungsweise -0,1 Mio €). Der hierauf entfallende Verpflichtungsumfang würde sich entsprechend um +2,4 Mio € beziehungsweise -1,9 Mio € (2010: +2,3 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 €	2011	2010
Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne (+)/Verluste (-) zum 1. Januar	-584	138
Erfassung der versicherungsmathematischen Gewinne (+)/Verluste (-) des Berichtsjahres im Eigenkapital	-370	-722
<b>Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne (+)/Verluste (-) zum 31. Dezember</b>	<b>-954</b>	<b>-584</b>

In den Jahren 2007 bis 2011 haben sich folgende erfahrungsbedingte Anpassungen des Barwertes aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens ergeben:

Erfahrungsbedingte Anpassungen					
in %	31. Dezember				
	2011	2010	2009	2008	2007
Erfahrungsbedingte Anpassungen des Verpflichtungsbetrages	0,17	-0,16	0,26	1,61	1,22
Erfahrungsbedingte Anpassungen des Planvermögens	0,72	1,66	0,23	-9,01	-0,50

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 2011		31. Dezember 2010	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	220	8.972	99	8.855
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	404	5.669	365	4.959
Verpflichtungen im Personalbereich	779	1.479	633	780
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	367	1.637	315	1.374
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	393	285	504	409
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	699	280	656	327
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	42	924	76	797
Sonstige	2.081	3.181	2.302	2.880
<b>Summe</b>	<b>4.985</b>	<b>22.427</b>	<b>4.950</b>	<b>20.381</b>

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen										
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2011	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Aufzinsung	Zuführung	Inanspruchnahme	Umbuchung	Auflösung	Schätzungsänderungen	Stand zum 31. Dezember 2011
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	8.954	6	-	442	29	-45	-302	-	108	9.192
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	5.324	6	-	255	69	-276	302	-	393	6.073
Verpflichtungen im Personalbereich	1.413	-	-2	3	1.607	-681	-	-82	-	2.258
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	1.689	11	-3	51	131	-18	2	-1	142	2.004
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	913	-17	-	13	315	-339	-	-207	-	678
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	983	5	-	20	275	-213	9	-100	-	979
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	873	-	-	14	185	-51	-	-55	-	966
Sonstige	5.182	6	45	31	1.907	-1.254	-15	-640	-	5.262
<b>Summe</b>	<b>25.331</b>	<b>17</b>	<b>40</b>	<b>829</b>	<b>4.518</b>	<b>-2.877</b>	<b>-4</b>	<b>-1.085</b>	<b>643</b>	<b>27.412</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 2011 5,2 Prozent (2010: 5,2 Prozent) in Deutschland und 3,0 Prozent (2010: 3,0 Prozent) in Schweden. Bei den übrigen Rückstellungspositionen kommen in Abhängigkeit von der Laufzeit Zinssätze zwischen 0,3 und 3,7 Prozent (2010: 0,7 und 4,4 Prozent) zur Anwendung.

**Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungs-  
verpflichtungen im Kernenergiebereich**

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 9,2 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 8,1 Mrd € auf die Geschäftstätigkeit in Deutschland und mit 1,1 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, die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlage.

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 Nachbetriebs 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 884 Mio € (2010: 839 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 Kostenansätze 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 2011 Schätzungsänderungen in Höhe von 108 Mio € sowie Umgliederungen in die Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen in Höhe von -302 Mio €. Für die schwedischen Aktivitäten waren 2011 keine Schätzungsänderungen zu verzeichnen.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2011		31. Dezember 2010	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	6.483	374	6.055	347
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	2.491	728	2.674	717
Geleistete Anzahlungen	884	-	839	-
Summe	8.090	1.102	7.890	1.064

**Rückstellungen für vertragliche Entsorgungs-  
verpflichtungen im Kernenergiebereich**

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 6,1 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 5,1 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 Kraftwerksanlage, 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 44 Mio € (2010: 21 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 2011 Schätzungsänderungen in Höhe von 353 Mio € sowie Umgliederungen aus den Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen in Höhe von 302 Mio €. Für die schwedischen Aktivitäten waren Schätzungsänderungen in Höhe von 40 Mio € zu verzeichnen.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2011		31. Dezember 2010	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	2.995	342	2.365	317
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	2.104	676	1.997	666
Geleistete Anzahlungen	44	-	21	-
<b>Summe</b>	<b>5.055</b>	<b>1.018</b>	<b>4.341</b>	<b>983</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.

## 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 aus schwebenden Verkaufskontrakten sowie für Preisnachlässe.

## 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 zum 31. Dezember 2011 und 2010 wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten						
in Mio €	31. Dezember 2011			31. Dezember 2010		
	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>5.885</b>	<b>24.029</b>	<b>29.914</b>	<b>3.611</b>	<b>28.880</b>	<b>32.491</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.871	-	4.871	5.016	-	5.016
Investitionszuschüsse	469	241	710	486	253	739
Baukostenzuschüsse von Energieabnehmern	419	2.438	2.857	337	2.603	2.940
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	9.140	2.417	11.557	7.214	1.647	8.861
Erhaltene Anzahlungen	363	371	734	469	417	886
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	15.467	1.590	17.057	12.835	1.586	14.421
<b>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>30.729</b>	<b>7.057</b>	<b>37.786</b>	<b>26.357</b>	<b>6.506</b>	<b>32.863</b>
<b>Summe</b>	<b>36.614</b>	<b>31.086</b>	<b>67.700</b>	<b>29.968</b>	<b>35.386</b>	<b>65.354</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 AG 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 2011 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert.

**Konzernleitung  
Covenants**

Im Rahmen der Finanzierungstätigkeit werden von der E.ON AG 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 2011 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	
500 Mio GBP	10 Jahre	Mai 2012	6,375 %	
300 Mio USD	3 Jahre	Jun 2012	3,125 %	
250 Mio CHF <sup>2)</sup>	4 Jahre	Sep 2012	3,250 %	
1.200 Mio EUR <sup>3)</sup>	5 Jahre	Okt 2012	5,125 %	
250 Mio CHF	4 Jahre	Dez 2012	3,875 %	
565 Mio EUR <sup>4)</sup>	4 Jahre	Mrz 2013	4,125 %	
1.080 Mio EUR <sup>5)</sup>	5 Jahre	Mai 2013	5,125 %	
300 Mio CHF	5 Jahre	Mai 2013	3,625 %	
250 Mio GBP <sup>6)</sup>	5 Jahre	Jan 2014	5,125 %	
1.426 Mio EUR <sup>7)</sup>	5 Jahre	Jan 2014	4,875 %	
525 Mio CHF <sup>8)</sup>	5 Jahre	Feb 2014	3,375 %	
786 Mio EUR <sup>9)</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>10)</sup>	10 Jahre	Okt 2017	5,500 %	
2.000 Mio USD <sup>11)</sup>	10 Jahre	Apr 2018	5,800 %	
850 Mio GBP <sup>12)</sup>	12 Jahre	Okt 2019	6,000 %	
1.400 Mio EUR <sup>13)</sup>	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %	
975 Mio GBP <sup>14)</sup>	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %	
900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %	
1.000 Mio USD <sup>11)</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) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 200 Mio CHF auf 250 Mio CHF.  
3) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf rund 1.200 Mio EUR zurückgeführt.  
4) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 750 Mio EUR auf rund 565 Mio EUR zurückgeführt.  
5) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.500 Mio EUR auf rund 1.080 Mio EUR zurückgeführt.  
6) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 350 Mio GBP auf rund 250 Mio GBP zurückgeführt.  
7) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf rund 1.426 Mio EUR zurückgeführt.  
8) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 400 Mio CHF auf 525 Mio CHF.  
9) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf rund 786 Mio EUR zurückgeführt.  
10) Die Anleihe wurde in zwei Schritten aufgestockt von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf 2.375 Mio EUR.  
11) Anleihe unter Rule 144A/Regulation S.  
12) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 600 Mio GBP auf 850 Mio GBP.  
13) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.  
14) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2011 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 1,6 Mrd € sowie Schuldscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 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 AG sowie der EIF (unter unbedingter Garantie der E.ON AG), 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 AG und E.ON N.A. Funding LLC, einer 100-prozentigen US-Tochtergesellschaft, (unter unbedingter Garantie der E.ON AG) 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 2011 standen unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm 869 Mio € (2010: 0 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 AG und der EIF zum 31. Dezember 2011 werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Die Werte basieren auf den Daten der internen Liquiditätssteuerung.

Anleiheverbindlichkeiten der E.ON AG und der E.ON International Finance B.V.								
in Mio €	Summe	Fälligkeit in 2011	Fälligkeit in 2012	Fälligkeit in 2013	Fälligkeit in 2014	Fälligkeit in 2015	Fälligkeit in 2016 bis 2022	Fälligkeit nach 2022
31. Dezember 2011	23.154	-	2.554	2.255	3.343	1.250	9.146	4.606
31. Dezember 2010	26.750	2.113	3.067	2.833	3.954	1.250	9.060	4.473

### Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember							
in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Gas		
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	
Anleihen	-	-	-	-	-	-	
Commercial Paper	-	-	-	-	-	-	
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	109	123	6	23	-	-	
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	43	44	-	-	573	339	
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.125	1.082	354	273	119	117	
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>1.277</b>	<b>1.249</b>	<b>360</b>	<b>296</b>	<b>692</b>	<b>456</b>	

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 435 Mio € (2010: 313 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 839 Mio € (2010: 1.406 Mio €) enthalten. Darüber hinaus beinhaltet der Posten erhaltene Margin-Zahlungen im Zusammenhang mit Börsentermingeschäften in Höhe von 51 Mio € (2010: 21 Mio €). Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 20 Mio € (2010: 7 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 2011 auf 4.871 Mio € (2010: 5.016 Mio €).

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 710 Mio € (2010: 739 Mio €) wurden überwiegend für Investitionen gewährt, wobei die bezuschussten Vermögenswerte im Eigentum der E.ON verbleiben und diese Zuschüsse nicht rückzahlbar sind. Analog zum Abschreibungsverlauf wird ihre Auflösung in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.



Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON- Konzern	
2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
-	-	-	-	281	850	23.075	26.650	23.356	27.500
-	-	-	-	-	-	869	-	869	-
6	-	263	310	359	222	446	363	1.189	1.041
-	-	69	63	-	2	93	-	778	448
51	4	171	195	67	65	1.835	1.766	3.722	3.502
<b>57</b>	<b>4</b>	<b>503</b>	<b>568</b>	<b>707</b>	<b>1.139</b>	<b>26.318</b>	<b>28.779</b>	<b>29.914</b>	<b>32.491</b>

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 2.857 Mio € (2010: 2.940 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 12.166 Mio € (2010: 9.080 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 991 Mio € (2010: 1.045 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an

bereits konsolidierten Tochterunternehmen sowie Anteile ohne beherrschenden Einfluss an voll konsolidierten Personengesellschaften in Höhe von 821 Mio € (2010: 829 Mio €) enthalten.

Von den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten entfallen 11 Mio € (2010: 17 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 2011 auf einen beizulegenden Zeitwert von 195 Mio € (2010: 252 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 für nahestehende Unternehmen und Konzernfremde 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 E.ON AG (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 2011 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 2011 war die Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 3.189 Mio SEK beziehungsweise 358 Mio € (2010: 3.143 Mio SEK beziehungsweise 351 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 2011 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 und nahestehenden Unternehmen geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Zum 31. Dezember 2011 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 8,3 Mrd € (2010: 7,4 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 3,2 Mrd € innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere in den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Gas, Deutschland, Russland und Schweden im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Modernisierungen von bestehenden Kraftwerksanlagen sowie Explorations- und Gasinfrastrukturprojekten enthalten. Die im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten belaufen sich am 31. Dezember 2011 auf 4,0 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	
	2011	2010
Fälligkeit bis 1 Jahr	264	243
Fälligkeit 1–5 Jahre	818	579
Fälligkeit über 5 Jahre	1.093	940
<b>Summe</b>	<b>2.175</b>	<b>1.762</b>

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 273 Mio € (2010: 263 Mio €). Des Weiteren ergeben sich im Zusammenhang mit der Ver- und Rückmietung von Kraftwerksanlagen Zahlungsströme, die durch kompensierende betrags-, fristen- und währungskon- gruate Anlagen in Höhe von rund 0,5 Mrd € (2010: 0,4 Mrd €) zweckgebunden finanziert sind. Die Vereinbarung läuft 2030 aus.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2011 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2011 auf rund 325,6 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 22,7 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.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2011 in Höhe von 7,7 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 3,4 Mrd €), unter anderem gegenüber Gemeinschaftskraftwerken in der Einheit Erzeugung. 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. Der Rückgang der vertraglichen Verpflichtungen zur Stromabnahme gegenüber dem Bilanzstichtag 31. Dezember 2010 resultiert im Wesentlichen aus der Außerbetriebnahme mehrerer Gemeinschaftskraftwerke.

Weitere Abnahmeverpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2011 in Höhe von rund 3,2 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,3 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.

Zahlungsverpflichtungen ergaben sich zudem aus der am 14. Dezember 2010 in Kraft getretenen 11. Novelle des deutschen Atomgesetzes, die die Zuteilung zusätzlicher Strommengen für Kernkraftwerke vorsah. Dies führte im Ergebnis zu einer Verlängerung der Laufzeiten der betreffenden kerntechnischen

Anlagen. In dem Zusammenhang hatten sich die Betreiber von Kernkraftwerken verpflichtet, Zahlungen in einen Fonds zu leisten, aus dem Maßnahmen zur Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung gefördert werden sollten. Der zugrunde liegende Vertrag mit der Bundesrepublik Deutschland wurde am 10. Januar 2011 unterzeichnet. Nach Inkrafttreten der 13. Atomgesetznovelle stellt der Förderfondsvertrag keine Grundlage mehr für weitere Zahlungen dar.

Weitere finanzielle Verpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2011 in Höhe von rund 4,6 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,7 Mrd €). Sie enthalten unter anderem finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen, Verpflichtungen für Anteilserwerbe und 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. Zudem sind Klagen gegen E.ON AG und US-Tochtergesellschaften im Zusammenhang mit der Veräußerung von VEBA Electronics im Jahr 2000 anhängig.

Deutschlandweit sind in der gesamten Branche eine Vielzahl von Gerichtsverfahren im Zusammenhang mit Preisanpassungsklauseln im vertrieblischen 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 ist noch nicht endgültig abgeschlossen. Auch Konzernunternehmen führen in diesem Zusammenhang Rechtsmittelverfahren. Branchenweit ist eine Tendenz der Gerichte erkennbar,

zulasten der Versorger zu entscheiden. Zum Beispiel ist im Juli 2010 gegen die EWE AG ein Urteil des BGH über die Wirksamkeit von Gaspreisanpassungen und die Rechtswirkungen vorbehaltloser Zahlungen ergangen. Die möglichen Auswirkungen dieses Urteils auf die Gesellschaften des E.ON-Konzerns können noch nicht abschließend beurteilt werden. Im Übrigen bleibt die weitere Entwicklung der Rechtsprechung 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. 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 überwiegend an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich am Handelsmarkt orientieren. Insgesamt unterliegen die Verträge zwischen Produzenten und Importeuren generell Anpassungen an aktuelle Marktgegebenheiten. E.ON Ruhrgas führt intensive Verhandlungen mit Produzenten. Die Verhandlungen mit Gazprom blieben bislang erfolglos und E.ON Ruhrgas hat die im Rahmen der bestehenden Verträge vorgesehene Möglichkeit zur Einleitung eines Schiedsverfahrens gegen Gazprom in Anspruch genommen.

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.

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 €	2011	2010
<b>Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten</b>		
Tauschvorgänge bei Unternehmenstransaktionen	35	172
Dotierung von externem Fondsvermögen für Pensionsverpflichtungen durch Übertragung von Termingeldern und Wertpapieren	164	-

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 4.597 Mio € in bar zugeflossen (2010: 6.225 Mio €). Die mitveräußerten Zahlungsmittel betrugen 25 Mio € (2010: 461 Mio €). Der Verkauf dieser Aktivitäten führte zu Verminderungen bei den Vermögenswerten von 6.139 Mio € (2010: 9.397 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 2.279 Mio € (2010: 3.401 Mio €).

Die Kaufpreise für Tochterunternehmen betrugen insgesamt 16 Mio €. Zahlungsmittel wurden in Höhe von 4 Mio € mit erworben. Darüber hinaus wurden keine wesentlichen Vermögenswerte, Rückstellungen und Verbindlichkeiten erworben. Im Vorjahr lagen keine wesentlichen zahlungswirksamen Erwerbe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten vor.

Der operative Cashflow des E.ON-Konzerns lag im Jahr 2011 um 38 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Ursächlich für diesen Rückgang waren im Wesentlichen zahlungswirksame Effekte im Zusammenhang mit dem Rückgang des EBITDA,

ein negativer Einmaleffekt aufgrund des Nachfundings des Pensionsvermögens, vor allem in Großbritannien, höhere Zinszahlungen sowie negative Effekte im Working Capital. Dort wirkten sich insbesondere geringere Zahlungen im Rahmen der Förderung neuer Windparks in den USA aufgrund rückläufiger Inbetriebnahmen, Portfolioeffekte, Veränderungen des Working Capitals bei den globalen Einheiten Handel und Gas sowie im regionalen Geschäft negativ aus. Gegenläufig wirkten die geringeren Steuerzahlungen.

Die Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen waren rund 21 Prozent niedriger als im Vorjahr. Die Einzahlungen aus der Abgabe von Beteiligungen lagen rund 39 Prozent unter dem sehr hohen Vorjahreswert. Im Berichtsjahr resultierten die Einzahlungen im Wesentlichen aus der Veräußerung von Central Networks in Großbritannien und der Gazprom-Anteile. Des Weiteren war die Mittelbindung für Wertpapiere, Finanzforderungen und Festgeldanlagen deutlich höher als im Vorjahr. Neben den Dividendenzahlungen spiegelt sich im Cashflow aus Finanzierungstätigkeit vor allem die Netto-Rückzahlung von Fremdkapital wider.

Aus der Explorationstätigkeit ergaben sich ein operativer Cashflow in Höhe von -5 Mio € (2010: -70 Mio €) sowie ein Cashflow aus Investitionstätigkeit in Höhe von -50 Mio € (2010: -114 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 E.ON Energy Trading und bewegen sich im Rahmen der nachstehend beschriebenen Risikomanagement-Richtlinien.

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. Im Vorjahr erfolgte eine Absicherung einer Beteiligung gegen Marktpreisschwankungen mithilfe von Termingeschäften. Der unrealisierte Verlust auf die eingesetzten Termingeschäfte zur Sicherung des gehaltenen Beteiligungswerts betrug im Vorjahr 115 Mio €. Das entsprach

dem beizulegenden Zeitwert. Der Gewinn auf die abgesicherten Anteile in Bezug auf Marktpreisschwankungen betrug 107 Mio €. Der vorgenannte Fair Value Hedge ist im Vorjahr abgelaufen.

#### 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 2011 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 27 Jahren (2010: bis zu 28 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu fünf Jahren (2010: bis zu sechs Jahren) im Bereich der Zinssicherungen einbezogen. Im Commodity-Bereich betragen die Laufzeiten geplanter Grundgeschäfte bis zu drei Jahre (2010: bis zu drei Jahre).

Zum 31. Dezember 2011 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Ertrag in Höhe von 4 Mio € (2010: Aufwand von 6 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 – 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

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI <sup>1)</sup> in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2010					
in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2011	2012	2013-2015	>2015
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	-133	8	8	20	97
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	40	-2	1	17	-56
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-12	5	7	-	-

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 134 Mio € (2010: 242 Mio €).

Im Jahr 2011 wurde ein Aufwand von 63 Mio € (2010: Aufwand von 204 Mio €) dem Other Comprehensive Income zugeführt. Im gleichen Zeitraum wurde ein Ertrag von 108 Mio € (2010: Ertrag von 203 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 2011 wurden -63 Mio € (2010: 558 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 2011 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 emissionsrechtsbezogene 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 212 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 44 Mio € führen.

Zu Jahresbeginn war ein Ertrag von 112 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen in Höhe von 7 Mio € und Zugängen in Höhe von 3 Mio € ergab sich zum Jahresende ein verbleibender abgegrenzter Ertrag von 122 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 2011		31. Dezember 2010	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Devisentermingeschäfte	25.865,2	366,7	31.116,2	-87,4
<b>Zwischensumme</b>	<b>25.865,2</b>	<b>366,7</b>	<b>31.116,2</b>	<b>-87,4</b>
Währungsswaps	15.344,5	489,2	17.924,1	274,4
Zins-/Währungsswaps	211,4	99,2	211,4	75,8
<b>Zwischensumme</b>	<b>15.555,9</b>	<b>588,4</b>	<b>18.135,5</b>	<b>350,2</b>
Zinsswaps				
<i>Festzinszahler</i>	2.318,1	-359,7	2.468,0	-128,9
<i>Festzinsempfänger</i>	1.284,8	153,9	1.115,8	110,8
Zinsfutures	34,5	-0,6	133,8	1,4
Zinsoptionen	2.000,0	-61,5	2.000,0	71,3
<b>Zwischensumme</b>	<b>5.637,4</b>	<b>-267,9</b>	<b>5.717,6</b>	<b>54,6</b>
Sonstige Derivate	9,1	2,2	1.083,0	-180,0
<b>Zwischensumme</b>	<b>9,1</b>	<b>2,2</b>	<b>1.083,0</b>	<b>-180,0</b>
<b>Summe</b>	<b>47.067,6</b>	<b>689,4</b>	<b>56.052,3</b>	<b>137,4</b>

### Gesamtvolumen der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate

in Mio €	31. Dezember 2011		31. Dezember 2010	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Stromtermingeschäfte	77.818,5	-301,4	65.052,8	763,6
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte	9.700,3	-5,6	11.411,0	-681,9
Stromswaps	3.333,1	32,7	5.853,4	-52,9
Stromoptionen	270,4	27,8	44,7	18,9
Kohletermin- und -swapgeschäfte	10.930,3	-18,5	8.316,2	300,7
Börsengehandelte Kohletermingeschäfte	11.589,6	-63,8	8.830,7	36,0
Ölbezogene Derivate	11.203,0	13,3	13.700,9	175,2
Börsengehandelte ölbezogene Derivate	-	-	40,8	35,7
Gastermingeschäfte	45.231,1	125,1	28.070,8	938,5
Gasswaps	601,5	25,4	5.074,0	11,4
Gasoptionen	199,3	13,9	864,1	31,4
Börsengehandelte Gastermingeschäfte	21.948,2	57,4	1.585,2	51,0
Emissionsrechtbezogene Derivate	147,8	0,3	424,4	-0,4
Börsengehandelte emissionsrechtbezogene Derivate	6.121,9	-451,7	4.811,9	2,4
Sonstige Derivate	59,9	63,5	68,8	7,4
Börsengehandelte sonstige Derivate	-	-	46,6	-0,4
<b>Summe</b>	<b>199.154,9</b>	<b>-481,6</b>	<b>154.196,3</b>	<b>1.636,6</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 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.

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 und gehaltene und begebene Anleihen.

**Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen  
im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2010**

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	2.201	2.201	AfS	2.201	182	239
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	5.031	5.008		5.262	-	-
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	958	958	n/a	962	-	-
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle     Vermögenswerte</i>	4.073	4.050	LaR	4.300	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	31.514	28.451		28.451	602	9.127
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	15.819	15.819	LaR	15.819	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	9.524	9.524	HfT	9.524	602	8.016
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.111	1.111	n/a	1.111	-	1.111
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	5.060	1.997	LaR	1.997	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	5.600	5.600	AfS	5.600	4.967	633
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	6.143	6.143	AfS	6.143	6.108	35
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	433	433	AfS	433	392	41
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	2.043	1.582	AfS	1.582	895	687
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>52.965</b>	<b>49.418</b>		<b>49.672</b>	<b>13.146</b>	<b>10.762</b>
Finanzverbindlichkeiten	32.491	32.456		35.827	-	-
<i>Anleihen</i>	27.500	27.500	AmC	30.768	-	-
<i>Commercial Paper</i>	-	-	AmC	-	-	-
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	1.041	1.041	AmC	1.041	-	-
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	448	448	n/a	530	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	3.502	3.467	AmC	3.488	-	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	32.863	25.904		25.904	1.117	7.381
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und     Leistungen</i>	5.016	5.016	AmC	5.016	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	8.075	8.075	HfT	8.075	1.117	6.595
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	786	786	n/a	786	-	786
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32</i>	829	829	AmC	829	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	18.157	11.198	AmC	11.198	-	-
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>65.354</b>	<b>58.360</b>		<b>61.731</b>	<b>1.117</b>	<b>7.381</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 € (2010: 26 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. Durch neue Bewertungsmethoden werden in diesem Geschäftsjahr zusätzlich Beteiligungen in Höhe von 29 Mio € in Fair Value Stufe 3 ausgewiesen. Gleichzeitig wurden derivative Finanzinstrumente in Höhe von 13 Mio € aufgrund verlässlicher Marktdaten aus dieser Stufe 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 2011	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/ Verluste im OCI	Stand zum 31. Dezember 2011
						in Stufe 3	aus Stufe 3		
Beteiligungen	1.780	40	-19	-1	-44	29	-	-224	1.561
Derivative Finanzinstrumente	543	-	-254	-15	-611	-	-13	-	-350
<b>Summe</b>	<b>2.323</b>	<b>40</b>	<b>-273</b>	<b>-16</b>	<b>-655</b>	<b>29</b>	<b>-13</b>	<b>-224</b>	<b>1.211</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 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>

Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 1.542 Mio € (2010: 1.219 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 64 Mio € (2010: 59 Mio €) angesetzt wurden.

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2010				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2011	Mittel- abflüsse 2012	Mittel- abflüsse 2013-2015	Mittel- abflüsse ab 2016
Anleihen	3.722	4.540	10.983	21.662
Commercial Paper	-	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	537	59	242	287
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	48	48	135	655
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.040	132	1.386	1.409
Finanzgarantien	1.219	-	-	-
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>6.566</b>	<b>4.779</b>	<b>12.746</b>	<b>24.013</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.071	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	15.024	5.473	1.362	390
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	332	18	77	402
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	11.029	198	4	26
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>31.456</b>	<b>5.689</b>	<b>1.443</b>	<b>818</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>38.022</b>	<b>10.468</b>	<b>14.189</b>	<b>24.831</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 ausübbarer Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet. Im Jahr 2011 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 €	2011	2010
Loans and Receivables	-136	-141
Available-for-Sale	449	2.724
Held-for-Trading	-1.230	2.635
Amortized Cost	-1.292	-1.536
<b>Summe</b>	<b>-2.209</b>	<b>3.682</b>
1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf die Textziffern 2 und 9 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 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 dem Transferpreis-Mechanismus werden die Commodity-Positionen der meisten globalen und regionalen Einheiten auf die Einheit 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 AG 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 AG und bestimmte Finanzierungsgesellschaften zentralisiert. Die Mittel werden bedarfsgerecht intern an die anderen Konzernunternehmen weitergeleitet.

Die E.ON AG 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 die E.ON ebenfalls Risiken ausgesetzt sieht, die entweder nicht finanziell oder nicht quantifizierbar sind. Diese Risiken beinhalten hauptsächlich Länder-, Geschäfts- und Rechtsrisiken, welche nicht in den folgenden Analysen berücksichtigt wurden.

### Risikomanagement im Fremdwährungsbereich

Die E.ON AG 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. E.ON AG 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 132 Mio € zum 31. Dezember 2011 (2010: 149 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 2011 der Anteil der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung 94 Prozent (2010: 93 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 21,7 Mrd € zum Jahresende 2011 über 19,2 Mrd € in 2012 auf 15,6 Mrd € in 2013 abnehmen. Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 6,6 Jahre zum 31. Dezember 2011 (2010: 7,1 Jahre).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2011 Zinsderivate mit einem Nennwert von 5.637 Mio € (2010: 5.718 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 13 Mio € (2010: 30 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 wird.

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 ein Fünf-Tages-Value-at-Risk als Risikomaß verwendet bei einem Konfidenzintervall von 95 Prozent.

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 Fünf-Tages-Value-at-Risk- und Profit-at-Risk-Kennziffern sowie Stop-Loss-Werte. 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 2011 strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Derivate mit einem Nennwert von 199.155 Mio € (2010: 154.196 Mio €).

Der VaR für das Eigenhandelsportfolio betrug zum Stichtag 19 Mio € (2010: 20 Mio €). Der PaR für die im Systemportfolio gehaltenen finanziellen und physischen Commodity-Positionen über einen Planungshorizont von drei Jahren betrug 2.860 Mio € zum 31. Dezember 2011 (2010: 2.454 Mio €).

Die Berechnung des PaR spiegelt die ökonomische 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. Diese ökonomische Position wird ebenfalls für das interne Risikocontrolling verwendet.

### 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 5.969 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 49.360 Mio € (2010: 26.726 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 2011 von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 4,9 Mrd € (2010: 4,7 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 AG, das Teil des Finanzbereichs der E.ON AG 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 158 Mio € (2010: 107 Mio €).

Zusätzlich verwaltet die Versorgungskasse Energie VVaG (VKE) zum Jahresende Finanzanlagen in Höhe von 0,6 Mrd € (2010: 0,6 Mrd €), die zum größten Teil 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 18,7 Mio € (2010: 18,4 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. Weiterhin sind als nahestehende Unternehmen auch Gemeinschaftsunternehmen sowie zum Fair Value bilanzierte Beteiligungen und nicht voll konsolidierte 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 und Personen		
in Mio €	2011	2010
<b>Erträge</b>	<b>2.473</b>	<b>2.845</b>
Assoziierte Unternehmen	2.191	2.155
Gemeinschaftsunternehmen	154	579
Sonstige nahestehende Unternehmen	128	111
<b>Aufwendungen</b>	<b>2.292</b>	<b>2.357</b>
Assoziierte Unternehmen	1.654	1.563
Gemeinschaftsunternehmen	228	476
Sonstige nahestehende Unternehmen	410	318
<b>Forderungen</b>	<b>1.798</b>	<b>1.827</b>
Assoziierte Unternehmen	1.297	1.102
Gemeinschaftsunternehmen	302	522
Sonstige nahestehende Unternehmen	199	203
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>2.909</b>	<b>737</b>
Assoziierte Unternehmen	2.123	424
Gemeinschaftsunternehmen	81	58
Sonstige nahestehende Unternehmen	705	255

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 2011 gegenüber nahestehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, von denen 859 Mio € (2010: 132 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. (2010: 1,0 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 891 Mio € (2010: 0 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 AG) gewährt wurden. Der Aufwand für das Geschäftsjahr beträgt für kurzfristig fällige Leistungen 13,5 Mio € (2010: 12,3 Mio €), für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Dienstverhältnisses 0 Mio € (2010: 12,3 Mio €) sowie für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 2,4 Mio € (2010: 2,0 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 0,6 Mio € (2010: 1,7 Mio €).

Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Berichtsjahr für ihre Tätigkeit eine Vergütung von 4,8 Mio € (2010: 4,9 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 180 bis 189.

### (33) Segmentberichterstattung

Der von der Konzernleitung in Düsseldorf geführte E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) ist seit Anfang 2011 in globale und regionale Einheiten gegliedert, die entsprechend dem International Financial Reporting Standard (IFRS) 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) berichtet werden. Die Zahlen der ehemaligen Market Units wurden für die Vorjahresvergleichsangaben auf die neuen Einheiten übergeleitet:

#### 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.

##### Gas

Die globale Einheit Gas ist im E.ON-Konzern verantwortlich für die Gasbeschaffung einschließlich der eigenen Gasförderung sowie für die Projekt- und Produktentwicklung in den Bereichen Speicherung, Transport, LNG und technische Anlagenbetreuung.

#### Handel

Die funktionale Einheit Handel verantwortet unsere Handelsaktivitäten für Strom, Gas, Kohle, Öl und CO<sub>2</sub>-Zertifikate und ist an allen großen europäischen Energiebörsen aktiv.

#### Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa wird von insgesamt zwölf 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 Bulgarien.

Konzernleitung/Konsolidierung beinhaltet die E.ON AG (E.ON oder Gesellschaft) selbst, die direkt von der E.ON AG 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 Impairments aus dem operativen Ergebnis sowie Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen das wirtschaftliche Zinsergebnis, Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement 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 definierten Kennzahlen abweichen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung unseres EBITDA auf das Konzernergebnis nach IFRS:

Konzernergebnis		
in Mio €	2011	2010
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>9.293</b>	<b>13.346</b>
Planmäßige Abschreibung	-3.689	-3.752
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-166	-140
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>5.438</b>	<b>9.454</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.776	-2.257
Netto-Buchgewinne/-verluste	1.221	2.873
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-586	-621
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-801	-
Impairments <sup>2)</sup>	-3.004	-2.598
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-3.403	2.212
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>-2.911</b>	<b>9.063</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	1.036	-1.946
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-1.875</b>	<b>7.117</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	14	-836
<b>Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)</b>	<b>-1.861</b>	<b>6.281</b>
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	-2.219	5.853
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	358	428

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.

Im Jahr 2011 lagen die Netto-Buchgewinne 1.652 Mio € beziehungsweise 58 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Im Jahr 2011 resultierten die Buchgewinne vor allem aus dem Abgang der restlichen Gazprom-Anteile, dem Verkauf des Netzgeschäfts in Großbritannien, dem Abgang des Gasverteilnetzes in Schweden sowie der Veräußerung von Wertpapieren. Der Wert für das Jahr 2010 enthielt insbesondere Buchgewinne aus der Veräußerung von Gazprom-Anteilen, der Abgabe von Stromkapazitäten und der Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (transpower) im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahr um 35 Mio € gesunken. Der Aufwand entstand wie auch im Vorjahr im Rahmen von Strukturmaßnahmen bei deutschen Regionalversorgern sowie bei den regionalen Einheiten in Großbritannien und Frankreich. Ferner wirkten sich 2011 Aufwendungen im Zusammenhang mit der Restrukturierung des IT-Bereichs aus.

Bei den Aufwendungen im Rahmen des Programms E.ON 2.0 handelt es sich insbesondere um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen.

Im vierten Quartal 2011 wurden Wertberichtigungen auf unser Anlagevermögen und Goodwill in Höhe von 3 Mrd € im Wesentlichen in der Erzeugung vorgenommen. In Spanien und Italien machten eine pessimistischere Einschätzung der langfristigen Strompreisentwicklung, regulatorische Eingriffe sowie eine geringere Auslastung von Gas- und Kohlekraftwerken Abschreibungen in Höhe von insgesamt rund 1,9 Mrd € in diesen Ländern notwendig. Davon entfallen 1,6 Mrd € auf die konventionelle Erzeugung, 0,1 Mrd € auf die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und 0,2 Mrd € auf das regionale Geschäft in Italien. Auch in Ungarn und der Slowakischen Republik lagen Erzeugungsmengen und -margen unter den Erwartungen und erforderten Abschreibungen in Höhe von 0,3 Mrd € auf Kraftwerke sowie weitere 0,2 Mrd € auf das regionale Geschäft in Ungarn. Die übrigen Wertberichtigungen beliefen sich auf Abschreibungen in Höhe von 0,6 Mrd €. Davon entfielen jeweils 0,2 Mrd € auf Kraftwerke sowie das Regionalgeschäft in Benelux. Hauptgründe sind die früher als ursprünglich vorgesehene Stilllegung älterer Kraftwerke und geringere Erlöse im Bereich von Heizkraftwerken und im Wärmegeschäft infolge ungünstiger Marktentwicklungen.

Im Vorjahr belasteten vor allem außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Goodwill und das sonstige Anlagevermögen in Höhe von 2,6 Mrd € bei den von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich das Ergebnis (siehe hierzu auch Textziffer 14).

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum Bilanzstichtag resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein negativer Effekt von 1.805 Mio € gegenüber einem positiven Effekt von 2.711 Mio € im Vorjahr. Zusätzlich waren neben den im vierten Quartal vorgenommenen Wertberichtigungen weitere unterjährige Wertberichtigungen erforderlich. Diese beziehen sich im Wesentlichen auf Abschreibungen des Anlagevermögens im Zusammenhang mit der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland und Förderlizenzen im Gasgeschäft. Im Berichtszeitraum 2011 ergaben sich weitere negative Effekte aus der Reklassifizierung von Währungsumrechnungseffekten aus dem Eigenkapital im Zuge der Vereinfachung der Konzernstruktur und aus Vorfälligkeitsentschädigungen im Rahmen der angekündigten Schuldenreduzierung, sofern diese in einem sachlichen Zusammenhang mit Erlösen aus Unternehmensverkäufen stehen.

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.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2011	2010
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-2.094	-2.303
Neutraler Zinsaufwand (+)/-ertrag (-)	318	46
<b>Wirtschaftliches Zinsergebnis</b>	<b>-1.776</b>	<b>-2.257</b>

Das wirtschaftliche Zinsergebnis lag mit -1.776 Mio € über dem Vorjahresniveau (2010: -2.257 Mio €). Grund hierfür waren ein geringerer Zinsaufwand aufgrund der im Jahresverlauf niedrigeren Netto-Verschuldung sowie die Auflösung von Rückstellungen, die im Jahr 2010 für Zinsnachteile aus den Vorausleistungen in den Fonds zur Förderung der Erneuerbaren Energien gebildet wurden.

Grundsätzlich werden konzerninterne Transaktionen zu Marktpreisen getätigt.

## Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Gas	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Außenumsatz	3.737	4.838	781	688	5.473	5.712
Innenumsatz	11.242	9.903	1.658	1.255	17.539	15.636
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>14.979</b>	<b>14.741</b>	<b>2.439</b>	<b>1.943</b>	<b>23.012</b>	<b>21.348</b>
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>2.114</b>	<b>3.757</b>	<b>1.459</b>	<b>1.207</b>	<b>1.533</b>	<b>1.975</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2)</sup></i>	<i>8</i>	<i>76</i>	<i>11</i>	<i>13</i>	<i>439</i>	<i>477</i>
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>2.644</b>	<b>3.917</b>	<b>1.376</b>	<b>1.370</b>	<b>810</b>	<b>1.382</b>
<b>Investitionen</b>	<b>1.711</b>	<b>2.592</b>	<b>1.114</b>	<b>1.260</b>	<b>1.204</b>	<b>1.244</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Glossar)

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	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Außenumsatz	8.467	8.598	2.716	2.942	2.629	2.172
Innenumsatz	87	134	206	293	136	166
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>8.554</b>	<b>8.732</b>	<b>2.922</b>	<b>3.235</b>	<b>2.765</b>	<b>2.338</b>
<b>EBITDA<sup>1), 2)</sup></b>	<b>523</b>	<b>966</b>	<b>672</b>	<b>629</b>	<b>470</b>	<b>323</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>3)</sup></i>	<i>-</i>	<i>-20</i>	<i>5</i>	<i>14</i>	<i>41</i>	<i>45</i>
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>154</b>	<b>1.016</b>	<b>622</b>	<b>595</b>	<b>230</b>	<b>349</b>
<b>Investitionen</b>	<b>212</b>	<b>523</b>	<b>422</b>	<b>427</b>	<b>200</b>	<b>198</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Glossar)

2) Das EBITDA Großbritannien enthält 2011 173 Mio € aus dem Ergebnisbeitrag Central Networks, die zum 1. April veräußert wurde.

3) 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 €	2011	2010	Differenz
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>7.859</b>	<b>12.425</b>	<b>-4.566</b>
Zinszahlungen	-1.200	-1.085	-115
Ertragsteuerzahlungen	-49	-726	677
<b>Operativer Cashflow</b>	<b>6.610</b>	<b>10.614</b>	<b>-4.004</b>

Bei den ausgewiesenen Investitionen handelt es sich um die in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen.

Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON- Konzern	
2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
44.695	25.225	34.776	33.546	21.788	21.523	1.615	1.252	89	79	112.954	92.863
25.768	22.723	2.468	2.857	1.244	1.131	-	-	-59.919	-53.505	0	0
<b>70.463</b>	<b>47.948</b>	<b>37.244</b>	<b>36.403</b>	<b>23.032</b>	<b>22.654</b>	<b>1.615</b>	<b>1.252</b>	<b>-59.830</b>	<b>-53.426</b>	<b>112.954</b>	<b>92.863</b>
-631	1.205	2.421	2.463	2.259	2.583	553	377	-415	-221	9.293	13.346
-	-	78	106	117	129	-	-	-	7	653	808
-327	1.300	1.672	1.731	1.575	2.419	610	389	-501	-83	7.859	12.425
24	16	910	1.083	1.210	1.565	322	433	29	93	6.524	8.286

Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder	
2011	2010	2011	2010	2011	2010
1.916	1.990	6.060	5.821	21.788	21.523
32	42	783	496	1.244	1.131
<b>1.948</b>	<b>2.032</b>	<b>6.843</b>	<b>6.317</b>	<b>23.032</b>	<b>22.654</b>
223	250	371	415	2.259	2.583
-	-	71	90	117	129
197	266	372	193	1.575	2.419
147	158	229	259	1.210	1.565

### Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten		
in Mio €	2011	2010
Strom	59.946	55.167
Gas	46.068	31.731
Sonstige	6.940	5.965
<b>Summe</b>	<b>112.954</b>	<b>92.863</b>

Unter dem Posten Sonstige sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen und sonstigen Handelsaktivitäten enthalten.

Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften) und die Sachanlagen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen												
	Deutschland		Großbritannien		Schweden		Übriges Europa		Sonstige		Summe	
in Mio €	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	47.519	49.824	31.924	12.969	4.511	4.844	28.308	24.832	692	394	112.954	92.863
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	83.511	62.966	8.759	8.797	2.800	2.968	17.661	17.942	223	190	112.954	92.863
Sachanlagen	20.900	20.562	5.307	9.266	9.097	8.856	17.627	19.576	2.938	2.610	55.869	60.870

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, den Niederlanden und Dänemark.

### (34) Organbezüge

#### Aufsichtsrat

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betragen 4,8 Mio € (2010: 4,9 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2011 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, der Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist, auf den Seiten 180 und 181 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 194 und 195.

#### Vorstand

Die Gesamtbezüge des Vorstands betragen 17,6 Mio € (2010: 15,4 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 9,5 Mio € (2010: 25,4 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 137,7 Mio € (2010: 136,6 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2011 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

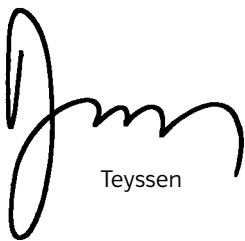
Das System der Vergütung des Vorstands sowie die Bezüge jedes einzelnen Vorstandsmitglieds sind im Vergütungsbericht, der Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist, auf den Seiten 182 bis 189 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 203.

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 2012

Der Vorstand



Teyssen




Kildahl



Maubach



Reutersberg



Schenck



Stachelhaus



## (36) Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)			
Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
2PRCE Énergies SARL, FR, La Camp du Castellet <sup>2)</sup>	100,0	Anacacho Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
AB Lietūvos Dūjos, LT, Vilnius <sup>4)</sup>	38,9	ANCO Sp. z o.o., PL, Jarocin <sup>2)</sup>	100,0
AB Svafo, SE, Stockholm <sup>5)</sup>	22,0	Aquila Power Investments Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Schleswig-Flensburg GmbH, DE, Schleswig <sup>5)</sup>	49,0	Aquila Sterling Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Südholstein GmbH (AWSH), DE, Elmenhorst <sup>5)</sup>	49,0	Arena One GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Dithmarschen mbH, DE, Heide <sup>5)</sup>	49,0	AS EESTI GAAS, EE, Tallinn <sup>5)</sup>	33,7
Abfallwirtschaftsgesellschaft Hörter mbH, DE, Hörter <sup>5)</sup>	49,0	AS Latvijas Gāze, LV, Riga <sup>4)</sup>	47,2
Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde mbH, DE, Borgstedt <sup>5)</sup>	49,0	AV Packaging GmbH, DE, München <sup>7)</sup>	0,0
Abwasser und Service Burg, Hochdonn GmbH, DE, Burg <sup>5)</sup>	44,0	AVA Velsen GmbH, DE, Saarbrücken <sup>5)</sup>	49,0
Abwasser und Service Satrup GmbH (ASG), DE, Satrup <sup>5)</sup>	49,0	Avon Energy Partners Holdings, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Abwasserbeseitigung Nortorf-Land GmbH, DE, Nortorf <sup>5)</sup>	49,0	AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, DE, Stralsund <sup>2)</sup>	98,0
Abwasserentsorgung Albersdorf GmbH, DE, Albersdorf <sup>5)</sup>	49,0	AWP GmbH, DE, Paderborn <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Amt Achterwehr GmbH, DE, Achterwehr <sup>5)</sup>	49,0	B.V. NEA, NL, Dodewaard <sup>2)</sup>	25,0
Abwasserentsorgung Bargteheide GmbH, DE, Bargteheide <sup>5)</sup>	29,0	Bad Driburg-Solar GmbH & Co. KG, DE, Bad Driburg <sup>5)</sup>	48,9
Abwasserentsorgung Berkenthin GmbH, DE, Berkenthin <sup>5)</sup>	44,0	Bad Driburg-Solar-Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Driburg <sup>5)</sup>	49,0
Abwasserentsorgung Bleckede GmbH, DE, Bleckede <sup>5)</sup>	49,0	Badlantic Betriebsgesellschaft mbH, DE, Ahrensburg <sup>5)</sup>	49,0
Abwasserentsorgung Brunsbüttel GmbH (ABG), DE, Brunsbüttel <sup>5)</sup>	49,0	Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A., ES, Lugo <sup>1)</sup>	54,9
Abwasserentsorgung Friedrichskoog GmbH, DE, Friedrichskoog <sup>5)</sup>	49,0	Barras Eléctricas Generación, S.L., ES, Lugo <sup>1)</sup>	55,0
Abwasserentsorgung Kappeln GmbH, DE, Kappeln <sup>5)</sup>	49,0	BauMineral GmbH, DE, Herten <sup>1), 8)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Kropp GmbH, DE, Kropp <sup>5)</sup>	49,0	Bayernwerk AG, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Marne-Land GmbH, DE, Diekhusen-Fahrstedt <sup>5)</sup>	49,0	BBL Company V.O.F., NL, Groningen <sup>4)</sup>	20,0
Abwasserentsorgung Schladen GmbH, DE, Schladen <sup>5)</sup>	49,0	Bergeforsens Kraftaktiebolag, SE, Bispgården <sup>4)</sup>	40,0
Abwasserentsorgung Schöppenstedt GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>5)</sup>	49,0	Beteiligungsgesellschaft der Energieversorgungsunternehmen an der Kerntechnische Hilfsdienst GmbH GbR, DE, Karlsruhe <sup>5)</sup>	44,0
Abwasserentsorgung St. Michaelisdonn, Averlak, Dingen, Eddelak GmbH, DE, St. Michaelisdonn <sup>5)</sup>	25,1	Beteiligungsgesellschaft e.disnatur mbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Tellingstedt GmbH, DE, Tellingstedt <sup>5)</sup>	35,0	BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgungs-GmbH, DE, Bayreuth <sup>4)</sup>	24,9
Abwasserentsorgung Uetersen GmbH, DE, Uetersen <sup>5)</sup>	49,0	BHL Biomasse Heizanlage Lichtenfels GmbH, DE, Lichtenfels <sup>5)</sup>	25,1
Abwassergesellschaft Bardowick mbH & Co. KG, DE, Bardowick <sup>5)</sup>	49,0	BHO Biomasse Heizanlage Obernsees GmbH, DE, Hollfeld <sup>5)</sup>	40,7
Abwassergesellschaft Bardowick Verwaltungs-GmbH, DE, Bardowick <sup>5)</sup>	49,0	BHP Biomasse Heizwerk Pegnitz GmbH, DE, Pegnitz <sup>5)</sup>	46,5
Abwassergesellschaft Ilmenau mbH, DE, Melbeck <sup>5)</sup>	49,0	Bietergemeinschaft Tönsmeier MVA BI-HF, DE, Porta Westfalica <sup>5)</sup>	50,0
Abwasserwirtschaft Fichtelberg GmbH, DE, Fichtelberg <sup>5)</sup>	25,0	Bio Flow AB OY, FI, Helsingfors <sup>5)</sup>	49,0
Abwasserwirtschaft Kunststadt GmbH, DE, Burgkunstadt <sup>5)</sup>	30,0	Bioenergie Bad Füssing GmbH & Co. KG, DE, Bad Füssing <sup>5)</sup>	25,0
Adria LNG d.o.o. za izradu studija, HR, Zagreb <sup>5)</sup>	39,2	Bioenergie Bad Füssing Verwaltungs-GmbH, DE, Bad Füssing <sup>5)</sup>	25,0
Aerodis, S.A., FR, Rueil-Malmaison <sup>1)</sup>	100,0	Bioenergie Merzig GmbH, DE, Merzig <sup>2)</sup>	51,0
Åliden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	Bioerdgas Hallertau GmbH, DE, Wolnzach <sup>2)</sup>	64,9
AMGA - Azienda Multiservizi S.p.A., IT, Udine <sup>4)</sup>	20,2	Bioerdgas Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2)</sup>	100,0
Amrumbank-West GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	Biogas Ducherow GmbH, DE, Ducherow <sup>2)</sup>	80,0
		Biogas Roggenhagen GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	60,0
		Biogas Steyerberg GmbH, DE, Steyerberg <sup>2)</sup>	100,0
		Bioheizwerk Rötze GmbH, DE, Rötze <sup>5)</sup>	25,0
		BioMass Nederland b.v., NL, Maasvlakte <sup>1)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Biomasseheizkraftwerk Emden GmbH, DE, Emden <sup>2)</sup>	70,0	DEUDAN-Deutsch/Dänische Erdgastransportgesellschaft mbH & Co. Kommanditgesellschaft, DE, Handewitt <sup>5)</sup>	25,0
Biomasseheizkraftwerk Landesbergen GmbH, DE, Landesbergen <sup>5)</sup>	50,0	DEUDAN-HOLDING-GmbH, DE, Hannover <sup>5)</sup>	49,0
Bioplyn Cetin, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	71,5	Deutsche Flüssigerdgas Terminal oHG, DE, Essen <sup>2)</sup>	90,0
Bioplyn Hont, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	89,1	Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, DE, Gorleben <sup>5)</sup>	42,5
Bioplyn Horovce, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	95,5	DFTG - Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Wilhelmshaven <sup>2)</sup>	90,0
Bioplyn Ladzany, s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	98,3	Diamond Power Generation Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
BIOPLYN Trebon spol. s r.o., CZ, Třeboň <sup>5)</sup>	24,7	Distribuidora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza <sup>2)</sup>	53,2
Bio-Wärme Gräfelfing GmbH, DE, Gräfelfing <sup>5)</sup>	40,0	Distribuidora de Gas del Centro S.A., AR, Córdoba <sup>1)</sup>	58,7
Biowärme Surheim GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	Donaukraftwerk Jochenstein AG, DE, Passau <sup>4)</sup>	50,0
Björn Kraft Oy, FI, Kotka <sup>1)</sup>	100,0	Donau-Wasserkraft Aktiengesellschaft, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
BKW Biokraftwerke Fürstenwalde GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>5)</sup>	48,8	DOTI Deutsche-Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, DE, Oldenburg <sup>4)</sup>	26,0
Blåsjön Kraft AB, SE, Arbrå <sup>4)</sup>	50,0	DOTI Management GmbH, DE, Oldenburg <sup>5)</sup>	26,0
Blomberger Versorgungsbetriebe GmbH/E.ON Westfalen Weser AG-GbR, DE, Blomberg <sup>5)</sup>	50,0	DOTTO MORCONE S.R.L., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0
Brännälven Kraft AB, SE, Arbrå <sup>4)</sup>	19,1	Drachenfelssee 869. V V GmbH, DE, Bonn <sup>5)</sup>	50,0
Brattmyrliden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	Drachenfelssee 876. V V GmbH, DE, Bonn <sup>5)</sup>	50,0
Breitbandnetz GmbH & Co. KG, DE, Breklum <sup>5)</sup>	25,1	Dunaújvárosi Szennyvíztisztító Szolgáltató Kft., HU, Dunaújváros <sup>5)</sup>	49,0
BTB Bayreuther Thermalbad GmbH, DE, Bayreuth <sup>5)</sup>	33,3	Dutchdelta Finance SARL, LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0
Bursjöleden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	E-Bio Kyjov s.r.o., CZ, Otrokovice <sup>5)</sup>	24,5
Bützower Wärme GmbH, DE, Bützow <sup>5)</sup>	20,0	E WIE EINFACH Strom & Gas GmbH, DE, Köln <sup>1), 8)</sup>	100,0
caplog-x GmbH, DE, Leipzig <sup>5)</sup>	25,0	e.dialog GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
Carbiogas b.v., NL, Nuenen <sup>5)</sup>	33,3	e.discom Telekommunikation GmbH, DE, Rostock <sup>2)</sup>	100,0
CART Partecipazioni S.r.l., IT, Orio al Serio (BG) <sup>2)</sup>	100,0	e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH, DE, Potsdam <sup>1)</sup>	100,0
CEC Energieconsulting GmbH, DE, Kirchleugern <sup>2)</sup>	62,5	e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH, DE, Potsdam <sup>1)</sup>	100,0
Centrale Solare di Fiumesanto S.r.l., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0	e.inkasso GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
Centrale Solare di Santa Domenica S.r.l. in liquidazione, IT, Scandale <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Achtzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Centro Energia Ferrara S.p.A., IT, Rom <sup>4)</sup>	58,4	E.ON Anlagenservice GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1), 8)</sup>	100,0
Centro Energia Teverola S.p.A., IT, Rom <sup>4)</sup>	58,4	E.ON Argentina S.A., AR, Buenos Aires <sup>1)</sup>	100,0
Champion WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG, DE, Grünwald <sup>1), 8)</sup>	100,0
Champion Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Austria GmbH, AT, Wien <sup>1)</sup>	75,1
CHN Contractors Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Avacon AG, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	68,7
CHN Electrical Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Avacon Vertrieb GmbH, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	100,0
CHN Group Ltd, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Avacon Wärme GmbH, DE, Sarstedt <sup>1)</sup>	100,0
CHN Special Projects Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Bayern AG, DE, Regensburg <sup>1), 8)</sup>	100,0
Citigen (London) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Bayern Vertrieb GmbH, DE, Regensburg <sup>1), 8)</sup>	100,0
Colonia-Cluj-Napoca-Energie S.R.L., RO, Cluj <sup>5)</sup>	33,3	E.ON Bayern Verwaltungs AG, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
COMPANÍA EÓLICA ARAGONESA, S.A., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	50,0	E.ON Bayern Wärme 1. Beteiligungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
Cordova Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Bayern Wärme GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Cottam Development Centre Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Belgium N.V., BE, Brüssel <sup>1)</sup>	100,0
Croplin d.o.o., HR, Zagreb <sup>5)</sup>	50,0	E.ON Benelux CCS Project B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
Csornai Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>5)</sup>	50,0	E.ON Benelux Holding b.v., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
CT Services Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Benelux Levering b.v., NL, Eindhoven/Noord-Brabant <sup>1)</sup>	100,0
Dampfversorgung Ostsee-Molkerei GmbH, DE, Wismar <sup>5)</sup>	50,0	E.ON Benelux N.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
Debreceni Kombinált Ciklusú Erőmű Kft., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Best Service GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0
Delcomm Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Beteiligungsverwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Zone Six Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bioerdgas GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Comercializadora de Último Recurso S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Biofor Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Czech Holding AG, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Biogas Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Czech Holding Verwaltungs-GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Brasil Energia LTDA., BR, City of São Paulo, State of São Paulo <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Danmark A/S, DK, Herlev <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bulgaria EAD, BG, Sofia <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bulgaria Energy Services EOOD, BG, Varna <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Bulgaria Grid AD, BG, Varna <sup>1)</sup>	67,0	E.ON Direkt GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Bulgaria Sales AD, BG, Varna <sup>1)</sup>	67,0	E.ON Distribuce, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Carbon Sourcing GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Distribución, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Carbon Sourcing North America LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Dreiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Castilla La Mancha, S.L., ES, Albacete <sup>2)</sup>	100,0	E.ON edis AG, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>1)</sup>	71,5
E.ON Casting Renovables, S.L., ES, Teruel <sup>2)</sup>	50,0	E.ON edis Contracting GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Česká republika, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0	E.ON edis energia Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Canada Ltd., CA, Saint John <sup>2)</sup>	100,0	E.ON edis Vertrieb GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Elektrárne s.r.o., SK, Tracovica <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Pte Ltd, SG, Singapur <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Elnät Stockholm AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Elnät Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables France Solar S.A.S., FR, La Ciotat <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energia S.p.A., IT, Verona <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Energia, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Italia S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energiaszolgáltató Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Italia Solar S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energiatermelő Kft., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables North America LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 25. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Biomass Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 27. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Blyth Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 31. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Developments Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 33. Beteiligungsgesellschaft mbH München, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Humber Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 37. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 38. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK London Array Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 39. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Offshore Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie AG, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Operations Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Rampion Offshore Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie Real Estate Investment GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg East Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie România S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	51,0
E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg West Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Énergies Renouvelables S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energihandel Nordic AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energy from Waste AG, DE, Helmstedt <sup>1), 8)</sup>	100,0
		E.ON Energy from Waste Delfzijl B.V., NL, Farmsum <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energy from Waste Göppingen GmbH, DE, Göppingen <sup>1), 8)</sup>	100,0
		E.ON Energy from Waste Großräschen GmbH, DE, Großräschen <sup>1), 8)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Energy from Waste Hannover GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	85,0	E.ON Gashandel Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Helmstedt GmbH, DE, Helmstedt <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Gasification Development AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Heringen GmbH, DE, Heringen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Gaz Distributie S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	51,0
E.ON Energy from Waste Leudelange SARL, LU, Leudelange <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Gazdasági Szolgáltató Kft., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Polska Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Generación, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Premnitz GmbH, DE, Premnitz <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Generation Belgium N.V., BE, Vilvoorde <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Saarbrücken GmbH, DE, Saarbrücken <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Generation GmbH, DE, Hannover <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energy from Waste Stapelfeld GmbH, DE, Stapelfeld <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Gruga Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy From Waste UK Limited, GB, Coventry – West Midlands <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Gas (Eastern) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Hálózati Szolgáltató Kft., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Gas (Northwest) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Hanse AG, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	73,8
E.ON Energy Projects GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Hanse Vertrieb GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Sales GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Hanse Wärme GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Human Resources International GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading Bulgarien EOOD, BG, Sofia <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Hungária Zrt., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Iberia Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company 2 B.V., NL, Voorburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Iberia Services, S.L., ES, Málaga <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Inhouse Consulting GmbH, DE, München <sup>2), 8)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading SE, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Invest GmbH, DE, Grünwald, Landkreis München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading Srbija d.o.o., RS, Belgrad <sup>1)</sup>	100,0	E.ON IT Bulgaria EOOD, BG, Sofia <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading UK Staff Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON IT Czech Republic s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy UK Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON IT GmbH, DE, Hannover <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Engineering Corporation, US, Groveport, Ohio <sup>2)</sup>	100,0	E.ON IT Hungary Kft., HU, Budapest <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Erőművek Termelő és Üzemeltető Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	E.ON IT Italia S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0
E.ON España, S.L., ES, Madrid <sup>1)</sup>	100,0	E.ON IT Netherlands B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0	E.ON IT Romania S.R.L., RO, Iasi <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Europa Power and Fuel S.r.l. in liquidazione, IT, Terni <sup>1)</sup>	100,0	E.ON IT Slovakia s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	51,0
E.ON Europa, S.L., ES, Madrid <sup>1)</sup>	100,0	E.ON IT Sverige AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Facility Management GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON IT UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Fastigheter Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Italia Power & Fuel S.r.l., IT, Terni <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Fernwärme GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Italia S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Finanzanlagen GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON JobCenter Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON First Future Energy Holding B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kainuu Oy, FI, Kajaani <sup>1)</sup>	50,6
E.ON Földgáz Storage Zrt., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kärnkraft Finland AB, FI, Kajaani <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Földgáz Trade Zrt., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kärnkraft Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Försäkring Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kernkraft GmbH, DE, Hannover <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Försäljning Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Nagykanizsa <sup>1)</sup>	99,8
E.ON France Management S.A.S., FR, Paris <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH, DE, Hannover <sup>2)</sup>	100,0
E.ON France S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kraftwerke GmbH, DE, Hannover <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Gas & Power S.R.L., RO, Bukarest <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Kundsupport Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Gas Grid GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Gas Mobil GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Mälarkraft Värme AB, SE, Håbo <sup>1)</sup>	99,8
E.ON Gas Storage GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Masdar Integrated Carbon LLC, AE, Kalif A City, Abu Dhabi <sup>5)</sup>	50,0
E.ON Gas Storage UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Metering GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gas Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Mitte AG, DE, Kassel <sup>1)</sup>	73,3

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011



Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Mitte Natur GmbH, DE, Dillenburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Ruhrgas UK Energy Trading Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Mitte Vertrieb GmbH, DE, Kassel <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Ruhrgas UK EU Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Mitte Wärme GmbH, DE, Kassel <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Ruhrgas UK North Sea Limited, GB, Aberdeen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Moldova Distributie S.A., RO, Iasi <sup>1)</sup>	51,0	E.ON Russia Beteiligungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON NA Capital LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Russia Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON NA Investments LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Netz GmbH, DE, Bayreuth <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Service GmbH, DE, Essen <sup>2), 8)</sup>	100,0
E.ON Neunzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2), 8)</sup>	100,0	E.ON Service Plus GmbH, DE, Landshut <sup>1)</sup>	100,0
E.ON New Build & Technology B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Servicii S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	100,0
E.ON New Build & Technology BVBA, BE, Vilvoorde <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Servicios, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON New Build & Technology GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Servisní, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	83,7
E.ON New Build & Technology Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Siebzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Nord Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Slovensko, a.s., SK, Bratislava <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Nordic AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Smart Living AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0
E.ON North America, Inc., US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Suomi Oy, FI, Helsinki <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Polska Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Portfolio Solution GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Thüringer Energie AG, DE, Erfurt <sup>1)</sup>	53,0
E.ON Power Plants Belgium BVBA, BE, Antwerpen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Thüringer Energie Dritte Vermögensverwaltungs-GmbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Produktion Danmark A/S, DK, Herlev <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Thüringer Energie KomSolar Vermögensverwaltungs-GmbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Produzione Centrale Livorno Ferraris S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	75,0	E.ON Thüringer Energie Zweite Vermögensverwaltungs-GmbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Produzione S.p.A., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Provence Biomasse SARL, FR, Nanterre <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Trend s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0
E.ON RAG Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Red S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK CHP Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Regenerabile Romania S.R.L., RO, Iasi <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK CoGeneration Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Renovables, S.L., ES, Madrid <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Community Solar Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Renovaveis Portugal, SGPS S.A., PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Directors Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Retail Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Energy Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Risk Consulting GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Energy Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON România S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	90,2	E.ON UK Finance Limited (in member's voluntary liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas AG, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK Gas Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Austria GmbH, AT, Wien <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas BBL B.V., NL, Voorburg <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Industrial Shipping Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Dogalgaz A.S., TR, Istanbul <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Ironbridge Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Dutch Holding B.V., NL, Den Haag <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Pension Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas E & P Ägypten GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK plc, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas E & P Algerien GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK Power Technology Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas E & P 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 GGH GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK PS Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas GPA GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK Retail Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK Secretaries Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas International GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON UK Technical Services Limited, GB, Edinburgh <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Nigeria Limited, NG, Abuja <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Trading Limited (in member's voluntary liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Norge AS, NO, Stavanger <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Trustees Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Personalagentur GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON Ruhrgas Polska Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON Ruhrgas UK E&P Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON US Corporation, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	EC&R NA Solar PV, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
E.ON US Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	EC&R O&M, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON US Investments Corp., US, Louisville <sup>1)</sup>	100,0	EC&R Panther Creek WF I&II Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Varde Danmark ApS, DK, Herlev <sup>1)</sup>	100,0	EC&R Panther Creek WF III Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Värme Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	EC&R Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Värme Timrå AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	90,9	EC&R Panther Creek Wind Farm III, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Värmekraft Sverige AB, SE, Karlshamn <sup>1)</sup>	100,0	EC&R Papalote Creek I, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Vattenkraft Sverige AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0	EC&R Papalote Creek II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Vertrieb Deutschland GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0	EC&R QSE, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Vierundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	EC&R Services, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Vind Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	EC&R Sherman, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Wasserkraft GmbH, DE, Landshut <sup>1), 8)</sup>	100,0	Economy Power Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Westfalen Weser 2. Vermögensverwaltungs-GmbH, DE, Herford <sup>2)</sup>	100,0	E-Eko Malenovice s.r.o., CZ, Otrokovice <sup>5)</sup>	24,5
E.ON Westfalen Weser 3. Vermögensverwaltungs-UG (haftungsbeschränkt), DE, Hameln <sup>2)</sup>	100,0	EEP 1. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Westfalen Weser AG, DE, Paderborn <sup>1)</sup>	62,8	EFG Erdgas Forchheim GmbH, DE, Forchheim <sup>5)</sup>	24,9
E.ON Westfalen Weser Energie-Service GmbH, DE, Kirchlingern <sup>1)</sup>	100,0	EFM GmbH & Co. Beta KG, DE, Karlsfeld <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Westfalen Weser Vertrieb GmbH, DE, Paderborn <sup>1)</sup>	100,0	EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, DE, München <sup>5)</sup>	39,9
E.ON Zwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	EFR-CEE Szolgáltatás Kft., HU, Budapest <sup>5)</sup>	37,0
E.ON Zweiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2), 8)</sup>	100,0	EGF EnergieGesellschaft Frankenberg mbH, DE, Frankenberg/Eder <sup>2)</sup>	40,0
East Midlands Electricity Distribution Holdings, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EH-SZER Energetikai és Távközlési Hálózatépítő és Szerelő Kft., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0
East Midlands Electricity Distribution Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (EVB), DE, Eisenach <sup>4)</sup>	25,1
East Midlands Electricity Generation (Corby) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Ekopur d.o.o., SI, Ljubljana <sup>2)</sup>	100,0
East Midlands Electricity Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EKS-Service Kft., HU, Budapest <sup>5)</sup>	50,0
East Midlands Electricity Share Scheme Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Elecdey ASCOY, S.A., ES, Murcia <sup>5)</sup>	19,5
EAV 2. Beteiligungs-GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	Elecdey CARCELÉN, S.A., ES, Albacete <sup>4)</sup>	23,0
EAV Beteiligungs-GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2)</sup>	100,0
EBG 1. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	Elevate Wind Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
EBS Kraftwerk GmbH, DE, Hürth <sup>5)</sup>	50,0	ELICA S.R.L., IT, Neapel <sup>2)</sup>	100,0
EBY Eigenbetriebe GmbH, DE, Regensburg <sup>1), 8)</sup>	100,0	Elmregia GmbH, DE, Schöningen <sup>5)</sup>	49,0
EBY Gewerbeobjekt GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	Első Magyar Szelerömi Kft, HU, Kulcs <sup>2)</sup>	74,7
EBY Immobilien GmbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	Eltel Networks Pohjoinen Oy, FI, Kajaani <sup>4)</sup>	25,0
EBY Port 3 GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0	Elverket Vallentuna AB, SE, Vallentuna <sup>4)</sup>	43,4
EBY Port 5 GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	EME Distribution No. 2 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
EC Serwis Sp. z o.o., PL, Slupsk <sup>1)</sup>	100,0	Empec Ustka Sp. z o.o., PL, Ustka <sup>4)</sup>	48,5
EC Skarżysko-Kamienna Sp. z o.o., PL, Skarżysko Kamienna <sup>2)</sup>	63,9	Empower Training Services Limited (member's liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Asset Management, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	ENACO Energieanlagen- und Kommunikationstechnik GmbH, DE, Maisach, Landkreis Fürstentfeldbruck <sup>5)</sup>	26,0
EC&R Canada Ltd., CA, Saint John <sup>2)</sup>	100,0	ENAG/Maingas Energieanlagen GmbH, DE, Eisenach <sup>5)</sup>	50,0
EC&R Development, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energest S.r.l., IT, Mira (VE) <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Energy Marketing, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energetika Malenovice, a.s., CZ, Zlin-Malenovice <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Investco Mgmt II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	ENERGETIKA SERVIS s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	80,0
EC&R Investco Mgmt, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., PL, Opole <sup>5)</sup>	45,7
		Energías Renovables de Euskadi, S.L., ES, Bilbao <sup>5)</sup>	30,0
		Energie- und Medienversorgung Schwarza GmbH (EMS), DE, Rudolstadt/Schwarza <sup>1)</sup>	100,0
		Energie und Wasser Potsdam GmbH, DE, Potsdam <sup>4)</sup>	35,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Energie und Wasser Wahlstedt/Bad Segeberg GmbH & Co. KG (ews), DE, Bad Segeberg <sup>5)</sup>	50,1	Ergon Energy Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Energie-Agentur Weyhe GmbH, DE, Weyhe <sup>5)</sup>	50,0	Ergon Finance Limited (member's liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Energieerzeugungswerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht <sup>5)</sup>	33,4	Ergon Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Energienetze Bayern GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0	Ergon Holdings Ltd, MT, St. Julians <sup>1)</sup>	100,0
Energienetze Schaafheim GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	Ergon Insurance Ltd, MT, St. Julians <sup>1)</sup>	100,0
Energie Region Kassel GmbH & Co. KG, DE, Kassel <sup>2)</sup>	100,0	Ergon Nominees Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Energie Region Kassel Verwaltungs GmbH, DE, Kassel <sup>2)</sup>	100,0	Ergon Overseas Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA), DE, Alzenau <sup>5)</sup>	69,5	Ergon Power Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Energieversorgung Apolda GmbH, DE, Apolda <sup>4)</sup>	49,0	Ergon Properties Limited (member's liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Energieversorgung Buching-Trauchgau (EBT) Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Halblech <sup>5)</sup>	50,0	Ergosud S.p.A., IT, Rom <sup>4)</sup>	50,0
Energieversorgung Greiz GmbH, DE, Greiz <sup>4)</sup>	49,0	ERKA Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Energieversorgung Inselsberg GmbH, DE, Waltershausen <sup>5)</sup>	20,0	ESN EnergieSystemeNord GmbH, DE, Schwentinal <sup>5)</sup>	47,5
Energieversorgung Nordhausen GmbH, DE, Nordhausen <sup>4)</sup>	40,0	Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG, DE, Friedeburg-Etzel <sup>7)</sup>	74,8
Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG, DE, Putzbrunn <sup>5)</sup>	50,0	Etzel Gas-Lager Management GmbH, DE, Friedeburg-Etzel <sup>5)</sup>	74,8
Energieversorgung Putzbrunn Verwaltungs GmbH, DE, Putzbrunn <sup>5)</sup>	50,0	European Nuclear Energy Leadership Academy GmbH, DE, Garching <sup>5)</sup>	26,3
Energieversorgung Rudolstadt GmbH, DE, Rudolstadt <sup>5)</sup>	23,9	Evantec GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Energieversorgung Sehnde GmbH, DE, Sehnde <sup>5)</sup>	30,0	EVG Energieversorgung Gemünden GmbH, DE, Gemünden am Main <sup>5)</sup>	49,0
Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG, DE, Garching, Landkreis München <sup>5)</sup>	33,3	EVU Services GmbH, DE, Neumünster <sup>5)</sup>	25,0
Energie-Wende-Garching Verwaltungs-GmbH, DE, Garching, Landkreis München <sup>5)</sup>	33,3	EVV Elektrizitätsversorgungsgesellschaft Velten mbH, DE, Velten <sup>5)</sup>	35,0
Energiewerke Isernhagen GmbH, DE, Isernhagen <sup>4)</sup>	49,0	EW Eichsfeldgas GmbH, DE, Worbis <sup>2)</sup>	49,0
Energiewerke Zeulenroda GmbH, DE, Zeulenroda-Triebes <sup>5)</sup>	49,0	ew wärme GmbH, DE, Bad Heiligenstadt <sup>5)</sup>	49,0
Energos Deutschland GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	EWC Windpark Cuxhaven GmbH, DE, München <sup>5)</sup>	50,0
Energy Collection Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	ews Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Segeberg <sup>5)</sup>	50,2
ENERGY Sp. z o.o., PL, Pile <sup>2)</sup>	100,0	EZH-SEON b.v., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
Enertec Hameln GmbH, DE, Hameln <sup>1)</sup>	100,0	EZH-Systems Inc., US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0
Enfield Energy Centre Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EZV Energie- und Service GmbH & Co. KG Untermain, DE, Würth am Main <sup>5)</sup>	28,9
Enfield Energy Services (Europe) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EZV Energie- und Service Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Würth am Main <sup>5)</sup>	28,8
Enfield Operations (UK) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Falkenbergs Biogas AB, SE, Malmö <sup>4)</sup>	65,0
Enizade Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0
ENSECO GmbH, DE, Unterschleißheim, Landkreis München <sup>5)</sup>	49,0	Farma Wiatrowa Lebcz Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0
Entsorgungsgemeinschaft Oberhavel GbR, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	74,9	Fennovoima Oy, FI, Helsingfors <sup>4)</sup>	34,0
Entsorgungszentrum Salzgitter GmbH, DE, Salzgitter <sup>5)</sup>	50,0	Ferngas Nordbayern GmbH, DE, Nürnberg <sup>1)</sup>	70,0
Eólica de Levante, S.L., ES, Alicante <sup>5)</sup>	25,0	Fernwärmeversorgung Freising Gesellschaft mit beschränkter Haftung (FFG), DE, Freising <sup>5)</sup>	50,0
Eólica de São Julião, Lda, PT, Lissabon <sup>4)</sup>	45,0	Fernwärmeversorgung Herne GmbH, DE, Herne <sup>5)</sup>	50,0
EÓLICA MARÍTIMA Y PORTUARIA, SOCIEDAD LIMITADA, ES, Oviedo <sup>2)</sup>	70,0	Fidelia Communications Inc., US, Delaware <sup>2)</sup>	100,0
Eoliser Serviços de Gestão para parques eólicos, Lda, PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0	FIDELIA Holding LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
EOS PAX IIA, S.L., ES, Santiago de Compostela <sup>4)</sup>	48,5	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., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0	FITAS Verwaltung GmbH & Co. Vermietungs-KG, DE, Pöcking <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

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011



## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Forest Creek Investco, Inc., US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Gemeinschaftskraftwerk Staudinger GmbH & Co. KG, DE, Großkrotzenburg <sup>1), 8)</sup>	100,0
Forest Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Gemeinschaftskraftwerk Staudinger Verwaltungs-GmbH, DE, Großkrotzenburg <sup>2)</sup>	100,0
Forest Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Porta Westfalica <sup>1)</sup>	66,7
Frankengas GmbH, DE, Nürnberg <sup>4)</sup>	30,9	Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal <sup>1)</sup>	66,7
Freizeitbad Reinbek Betriebsgesellschaft mbH, DE, Reinbek <sup>5)</sup>	49,0	Gen Net.Com Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Freya Bunde-Etzel GmbH & Co. KG, DE, Bonn <sup>4)</sup>	60,0	Generale Servizi S.r.l., IT, Gandino (BG) <sup>2)</sup>	100,0
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti S.p.A., IT, Crema <sup>4)</sup>	48,9	Geólica Magallón, S.L, ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	36,2
GAL Beteiligungs GmbH, DE, Porta Westfalica <sup>5)</sup>	50,0	Geothermie-Wärmegesellschaft Braunau-Simbach mbH, AT, politische Gemeinde Braunau am Inn <sup>5)</sup>	20,0
Gasag Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft, DE, Berlin <sup>4)</sup>	36,9	Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, DE, Kiel <sup>5)</sup>	33,3
GasLine Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH, DE, Straelen <sup>5)</sup>	40,0	GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, DE, Essen <sup>5)</sup>	41,7
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, DE, Straelen <sup>4)</sup>	40,0	GGG Gesellschaft für Grundstücks- und Gebäudenutzung mbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
Gasspeicher Lehrte GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	GHD E.ON Bayern AG & Co. KG, DE, Dingolfing <sup>2)</sup>	75,0
Gasum Oy, FI, Espoo <sup>4)</sup>	20,0	GLG Netz GmbH, DE, Gifhorn <sup>1)</sup>	100,0
Gas-Union GmbH, DE, Frankfurt/Main <sup>4)</sup>	25,9	GNR Gesellschaft zur energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe mbH, DE, Brakel <sup>5)</sup>	33,3
Gasversorgung Bad Rodach GmbH, DE, Bad Rodach <sup>5)</sup>	50,0	GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, DE, Essen <sup>4)</sup>	48,0
Gasversorgung Biedenkopf GmbH, DE, Biedenkopf <sup>5)</sup>	49,0	GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co KG, DE, Gollhofen <sup>5)</sup>	50,0
Gasversorgung Ebermannstadt GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>5)</sup>	50,0	GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, DE, Nürnberg <sup>5)</sup>	50,0
Gasversorgung Frankenwald GmbH (GFW), DE, Helmbrechts <sup>5)</sup>	50,0	Gondoskodás-Egymásért Alapítvány, HU, Debrecen <sup>2)</sup>	100,0
Gasversorgung Greifswald GmbH, DE, Greifswald <sup>5)</sup>	49,0	GRE Gesellschaft zur rationellen Energienutzung Horn-Bad Meinberg mbH, DE, Horn-Bad Meinberg <sup>5)</sup>	50,0
Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH (GLG), DE, Wolfsburg-Fallersleben <sup>1)</sup>	95,0	Grenzkraftwerke Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Simbach am Inn <sup>5)</sup>	50,0
Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Würzburg <sup>4)</sup>	64,0	GreyLogix GmbH, DE, Flensburg <sup>5)</sup>	74,2
Gasversorgung Vorpommern GmbH, DE, Trassenheide <sup>5)</sup>	49,0	Guyane Conhilac Énergies SARL, FR, Cayenne <sup>2)</sup>	100,0
Gasversorgung Wismar Land GmbH, DE, Lübow <sup>5)</sup>	49,0	Hamburg Netz GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0
Gasversorgung Wismar Land Vertrieb GmbH, DE, Lübow <sup>5)</sup>	49,0	Hamburger Hof Versicherungs-Aktiengesellschaft, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Gasversorgung Wunsiedel GmbH, DE, Wunsiedel <sup>5)</sup>	50,0	Hams Hall Management Company Limited, GB, Coventry <sup>4)</sup>	46,6
Gaswerk Bad Sooden-Allendorf GmbH, DE, Bad Sooden-Allendorf <sup>5)</sup>	49,0	Harzwasserwerke GmbH, DE, Hildesheim <sup>4)</sup>	20,8
GCE Énergies SARL, FR, La Camp du Castellet <sup>2)</sup>	100,0	Hauptstadtsee 865. V V GmbH, DE, Berlin <sup>5)</sup>	50,0
Gelsenberg GmbH & Co. KG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	Havelstrom Zehdenick GmbH, DE, Zehdenick <sup>5)</sup>	49,0
Gelsenberg Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Heizwerk Holzverwertungsgenossenschaft Stiftland eG & Co. oHG, DE, Neualbenreuth <sup>5)</sup>	50,0
Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	Helioenergy Electricidad Dos, S.A, ES, Sevilla <sup>4)</sup>	50,0
Gem. Ges. zur Förderung des E.ON-Instituts für Energieforschung mbH, DE, Gorleben <sup>5)</sup>	50,0	Helioenergy Electricidad Uno, S.A., ES, Sevilla <sup>4)</sup>	50,0
Gemeindewerke Leck GmbH, DE, Leck <sup>5)</sup>	49,9	HEMAB Elförsäljning AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
Gemeindewerke Uetze GmbH, DE, Uetze <sup>5)</sup>	49,0	Hermann Seippel-Unterstützungseinrichtung GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
Gemeindewerke Wedemark GmbH, DE, Wedemark <sup>5)</sup>	49,0	HEUREKA-Gamma AG, CH, Baden-Dättwil <sup>2)</sup>	100,0
Gemeindewerke Wietze GmbH, DE, Wietze <sup>5)</sup>	49,0	HGC Hamburg Gas Consult GmbH, DE, Hamburg <sup>2)</sup>	100,0
Gemeinschaftskraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal <sup>1)</sup>	100,0	Hibernia Gamma Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Frankfurt/Main <sup>4)</sup>	39,4
Gemeinschaftskraftwerk Grohnde Management GmbH, DE, Emmerthal <sup>2)</sup>	83,2		
Gemeinschaftskraftwerk Isar 2 GmbH, DE, Essenbach <sup>2)</sup>	75,0		
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH, DE, Vohburg <sup>1)</sup>	50,2		
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Kiel <sup>3)</sup>	50,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
HIBERNIA Industriewerte GmbH & Co. oHG, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Klåvbens AB, SE, Olofström <sup>5)</sup>	50,0
Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (HKG), Gemeinsames europäisches Unternehmen, DE, Hamm <sup>5)</sup>	26,0	Kolbäckens Kraft KB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0
HOCHTIEF Energy Management Harburg GmbH, DE, Hamburg <sup>5)</sup>	35,0	Komáromi Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0
Holford Gas Storage Limited, GB, Edinburgh <sup>1)</sup>	100,0	KommEnergie GmbH, DE, Eichenau, Landkreis Fürstenfeldbruck <sup>5)</sup>	67,0
Holsteiner Wasser GmbH, DE, Neumünster <sup>5)</sup>	50,0	Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt, DE, Eisenhüttenstadt <sup>5)</sup>	49,0
Horizon Nuclear Power Limited, GB, Gloucester <sup>3)</sup>	50,0	Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Celle gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>5)</sup>	25,0
Horizon Nuclear Power Oldbury Limited, GB, Gloucester <sup>2)</sup>	100,0	Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Uelzen gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>5)</sup>	25,0
Horizon Nuclear Power Wylfa Limited, GB, Gloucester <sup>2)</sup>	100,0	Kraftverkehrsgesellschaft Paderborn mbH -KVP-, DE, Paderborn <sup>2)</sup>	100,0
HSE AVG Beteiligungs-GmbH, DE, Darmstadt <sup>5)</sup>	50,0	Kraftwerk Buer Betriebsgesellschaft mbH, DE, Gelsenkirchen <sup>5)</sup>	50,0
HSN Magdeburg GmbH, DE, Magdeburg <sup>1)</sup>	74,9	Kraftwerk Buer GbR, DE, Gelsenkirchen <sup>5)</sup>	50,0
HUGE Kft., HU, Budapest <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Burghausen GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
Inadale WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerk Hattorf GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Inadale Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerk Obernburg GmbH, DE, Erlenbach am Main <sup>3)</sup>	50,0
Induboden GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Plattling GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft OHG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH, DE, Schkopau <sup>1)</sup>	55,6
Induboden GmbH & Co. Industriewerte OHG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerk Schkopau GbR, DE, Schkopau <sup>1)</sup>	58,1
Industry Development Services Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerk Schwedt GmbH & Co. KG, DE, Schwedt <sup>1)</sup>	99,0
Informační služby - energetika, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Schwedt Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Schwedt <sup>2)</sup>	100,0
InfraServ-Bayernwerk Gendorf GmbH, DE, Burgkirchen/Alz <sup>5)</sup>	50,0	Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, DE, Essen <sup>5)</sup>	41,7
Infrastructure Alliance Limited, JE, St. Helier <sup>1)</sup>	100,0	Kreiswerke Main-Kinzig GmbH, DE, Gelnhausen <sup>5)</sup>	24,5
Infrastrukturgesellschaft Stadt Nienburg/Weser mbH, DE, Nienburg/Weser <sup>5)</sup>	49,9	Kurgan Grundstücks-Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. oHG, DE, Grünwald, Landkreis München <sup>1)</sup>	90,0
INTERARGEM GbR, DE, Bielefeld <sup>2)</sup>	66,7	LandE GmbH, DE, Wolfsburg-Fallersleben <sup>1)</sup>	69,6
Interargem GmbH, DE, Bielefeld <sup>1)</sup>	61,2	Landgas Göhren GmbH, DE, Göhren <sup>5)</sup>	40,6
Inversora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza <sup>2)</sup>	24,0	Landwehr Wassertechnik GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>2)</sup>	100,0
Inversora de Gas del Centro S.A., AR, Córdoba <sup>1)</sup>	75,0	Lighting for Staffordshire Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	60,0
Inwestycyjna Spółka Energetyczna-IRB Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>5)</sup>	50,0	Lighting for Staffordshire Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Isam-Immobilien-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Lillo Energy NV, BE, Beveren/Antwerpen <sup>5)</sup>	50,0
Jihočeská plynárenská, a.s., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	100,0	Limited Liability Company E.ON IT, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0
Jihomoravská plynárenská, a.s., CZ, Brno <sup>4)</sup>	43,7	Line WORX GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
Kajaanin Lämpö Oy, FI, Helsingfors <sup>4)</sup>	50,0	Livorno Holding S.r.l., IT, Rom <sup>5)</sup>	50,0
Kalmar Energi Försäljning AB, SE, Kalmar <sup>4)</sup>	40,0	LIWACOM Informationstechnik GmbH, DE, Essen <sup>5)</sup>	33,3
Kalmar Energi Holding AB, SE, Kalmar <sup>4)</sup>	50,0	Łobeska Energetyka Ciepła Sp. z o.o., PL, Łobez <sup>2)</sup>	100,0
Karlshamn Kraft AB, SE, Karlshamn <sup>1)</sup>	70,0	London Array Limited, GB, Coventry <sup>5)</sup>	30,0
Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB, SE, Nyköping <sup>5)</sup>	25,0	LSW LandE-Stadtwerke Wolfsburg GmbH & Co. KG, DE, Wolfsburg <sup>4)</sup>	57,0
Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	80,0	LSW LandE-Stadtwerke Wolfsburg Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>5)</sup>	57,0
Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>4)</sup>	33,3	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, DE, Gundremmingen <sup>4)</sup>	25,0	LUMEN DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>5)</sup>	34,0
Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>4)</sup>	50,0	Lumen Energy a.s., CZ, Prag <sup>5)</sup>	40,0
Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	66,7		
Kernkraftwerke Isar Verwaltungs GmbH, DE, Essenbach <sup>1), 8)</sup>	100,0		
KGN Kommunalgas Nordbayern GmbH, DE, Bamberg <sup>1), 8)</sup>	100,0		
KGW - Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	69,8		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 - 30. Sept. 2011

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
LUMEN SYNERGY s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>5)</sup>	34,0	Naturgas Emmerthal GmbH & Co. KG, DE, Emmerthal <sup>2)</sup>	84,6
Luminar S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	NEL Beteiligungs GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
Luna Lüneburg GmbH, DE, Lüneburg <sup>5)</sup>	49,0	NetConnect Germany GmbH & Co. KG, DE, Ratingen <sup>5)</sup>	44,0
Maasvlakte CCS Project B.V., NL, Rotterdam <sup>5)</sup>	50,0	NetConnect Germany Management GmbH, DE, Ratingen <sup>5)</sup>	44,0
Maasvlakte I b.v., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0	NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale, DE, Schneiderkrug <sup>5)</sup>	33,3
Maasvlakte II b.v., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0	NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale & Co. KG, DE, Schneiderkrug <sup>4)</sup>	40,6
MADINERGIE SARL, FR, Le Lamentin <sup>2)</sup>	100,0	Netz Veltheim GmbH, DE, Porta Westfalica <sup>1)</sup>	66,7
Magic Valley Wind Farm I, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Netzanschluss Mürow Oberdorf GbR, DE, Bremerhaven <sup>5)</sup>	34,8
Mainkraftwerk Schweinfurt Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, München <sup>2)</sup>	75,0	Netzesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden <sup>5)</sup>	49,0
MCE Énergies SARL, FR, La Camp du Castellet <sup>2)</sup>	100,0	Netzesellschaft Hemmingen mbH, DE, Hemmingen <sup>5)</sup>	49,0
MEC Koszalin Sp. z o.o., PL, Koszalin <sup>4)</sup>	30,8	Netzesellschaft Herrenwald Verwaltung GmbH, DE, Stadtallendorf <sup>2)</sup>	51,0
MEGAL Mittel-Europäische-Gasleitungsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Essen <sup>3)</sup>	51,0	Netzesellschaft Schwerin mbH (NGS), DE, Schwerin <sup>5)</sup>	40,0
MEGAL Verwaltungs-GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	51,0	Netzesellschaft Stuhr/Weyhe mbH, DE, Weyhe <sup>5)</sup>	49,0
MEON Pensions GmbH & Co. KG, DE, Grünwald <sup>1)</sup>	100,0	Netzservice Mecklenburg-Vorpommern (NMV) GmbH, DE, Schwerin <sup>2)</sup>	100,0
MEON Verwaltungs GmbH, DE, Grünwald <sup>2)</sup>	100,0	Neue Energien Bad Salzung GmbH, DE, Bad Salzung <sup>5)</sup>	40,0
Mer. Wind S.r.l., IT, Rom <sup>1)</sup>	100,0	Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH, DE, Neumünster <sup>1)</sup>	50,1
Měření dodávek plynu, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0	NHG Netzesellschaft Herrenwald GmbH & Co. KG, DE, Stadtallendorf <sup>2)</sup>	51,0
Metegra GmbH, DE, Laatzen <sup>5)</sup>	25,0	Nord Stream AG, CH, Zug <sup>4)</sup>	15,5
Meter Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Norddeutsche Gesellschaft zur Ablagerung von Mineralstoffen mbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	51,0
Metering Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	NORD-direkt GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0
METHA-Methanhandel GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	Nordrheinische Erdgastransportleitungsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Haan <sup>3)</sup>	50,0
MFG Flughafen-Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Gamma oHG, DE, Grünwald <sup>7)</sup>	90,0	Nordrheinische Erdgastransportleitungs-Verwaltungs-GmbH, DE, Haan <sup>5)</sup>	50,0
Midlands Electricity Group Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	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 Electricity Metering Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Northeolic Montebuño, S.L., ES, Madrid <sup>2)</sup>	100,0
Midlands Gas Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Nürnberger Straße 57 Grundstücks-Verwaltungs GmbH, DE, Würzburg <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>	79,0
Midlands Power International Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	OAo Severnftegazprom, RU, Krasnoselkup <sup>4)</sup>	25,0
Midlands Sales Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	OAo Shaturskaya Upravlyayushchaya Kompaniya, RU, Shatura <sup>2)</sup>	51,0
Mittelrheinische Erdgastransportleitungsgesellschaft mbH, DE, Haan <sup>1), 8)</sup>	100,0	oaza-Krupka, a.s., CZ, Liberec VI <sup>5)</sup>	49,0
Mittlere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München <sup>2)</sup>	60,0	Obere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München <sup>2)</sup>	60,0
Montan GmbH Assekuranz-Makler, DE, Düsseldorf <sup>4)</sup>	44,3	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
Müllheizkraftwerk Rothensee GmbH, DE, Magdeburg <sup>7)</sup>	51,0	Offshore-Windpark Beta Baltic GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Munnsville Investco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Munnsville WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OKG AB, SE, Oskarshamn <sup>1)</sup>	54,5
Munnsville Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., IT, Mailand <sup>4)</sup>	46,8
MVA Bielefeld-Herford GmbH, DE, Bielefeld <sup>1)</sup>	100,0	One World Hospitality (Proprietary) Ltd., ZA, Randburg <sup>5)</sup>	50,0
Nafta a.s., SK, Bratislava <sup>4)</sup>	40,5		
Nahwärme Bad Oeynhausen-Löhne GmbH, DE, Bad Oeynhausen <sup>2)</sup>	65,4		
Nahwärmeversorgung Kirchlingern GmbH, DE, Kirchlingern <sup>5)</sup>	50,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
000 E.ON Ruhrgas E&P Russia, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0	Powergen Overseas Holdings Limited (in member's liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
000 E.ON Russia, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0	Powergen Power No. 1 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
000 E.ON Russia Power, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0	Powergen Power No. 2 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
000 Teplosbyt, RU, Shatura <sup>2)</sup>	100,0	Powergen Power No. 3 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Open Grid Europe GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	Powergen Retail Gas Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Open Grid Service GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	Powergen Retail Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Oskarshamns Energi AB, SE, Oskarshamn <sup>4)</sup>	50,0	Powergen Retail Supply Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Österreichisch-Bayerische Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, Simbach am Inn <sup>3)</sup>	50,0	Powergen Serang Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Östersjöfrakt AB, SE, Örebro <sup>1)</sup>	80,0	Powergen Share Trustees Limited (member's liquida- tion), GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Östrand Energi AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0	Powergen UK Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Ostrowski Zakład Ceoplowinczy S.A., PL, Ostrow Wielkopolski <sup>4)</sup>	48,6	Powergen UK Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
PaderSprinter AG & Co. oHG, DE, Paderborn <sup>2)</sup>	100,0	Powergen UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
PADES Personalservice GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Powergen UK Securities, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Panrusgáz Zrt., HU, Budapest <sup>5)</sup>	50,0	Powergen US Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Parq Eolic De Les Basses, S.L., ES, Barcelona <sup>5)</sup>	50,0	Powergen US Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Parque Eólico Barlavento, S.A., PT, Lissabon <sup>1)</sup>	90,0	Powergen US Securities Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Parque Eólico de Valcaire, S.L., ES, Granada <sup>5)</sup>	45,0	Powergen Warm Front Limited (member's voluntary liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Parque Eólico Sierra de Penadecabras S.L., ES, Madrid <sup>2)</sup>	80,0	Powergen Weather Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
PEG Infrastruktur AG, CH, Zug <sup>1)</sup>	100,0	Pragoplyn, a.s., CZ, Prag-Nové Město <sup>1)</sup>	100,0
Peißenberger Kraftwerksgesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Peißenberg, Landkreis Weilheim-Schongau <sup>2)</sup>	100,0	Pražská plynárenská Distribuce, a.s., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>1)</sup>	100,0
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, DE, Peißenberg, Landkreis Weilheim-Schongau <sup>5)</sup>	50,0	Pražská plynárenská Holding a.s., CZ, Prag <sup>5)</sup>	49,0
Perstorps Fjärrvärme AB, SE, Perstorp <sup>4)</sup>	50,0	Pražská plynárenská Servis distribuce, a.s., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>2)</sup>	100,0
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Pražská plynárenská Správa majetku, s.r.o., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag-Michle <sup>2)</sup>	100,0
PLEcon Pipeline Engineering Consulting GmbH, DE, Berlin <sup>2)</sup>	85,0	Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag <sup>1)</sup>	49,3
PLEdoc Gesellschaft für Dokumentationserstellung und -pflege mbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	Promec Sp. z o.o., PL, Skarżysko Kamienna <sup>2)</sup>	100,0
Power Technology Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Prometheus, energetické služby, s.r.o., CZ, Prag <sup>4)</sup>	100,0
Powerforum Zrt., HU, Budapest <sup>5)</sup>	50,0	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Barlinku Sp. z o.o., PL, Barlinek <sup>2)</sup>	51,5
Powergen (East Midlands) Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	PT Power Jawa Barat, ID, Jakarta <sup>4)</sup>	40,0
Powergen (East Midlands) Loan Notes, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Purena GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>1)</sup>	94,5
Powergen Australia Investments Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Pyron WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Finance Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Pyron Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Gas Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Q-Energie b.v., NL, Eindhoven <sup>2)</sup>	53,3
Powergen Group Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Qenergy Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>5)</sup>	40,0
Powergen Group Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Raab Karcher Electronic Systems plc, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Holdings B.V., NL, Amsterdam <sup>1)</sup>	100,0	RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, AT, Maria Enzersdorf <sup>4)</sup>	30,0
Powergen Holdings SARL, LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0	Rauschbergbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruppolding <sup>2)</sup>	77,4
Powergen International Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	RDE Regionale Dienstleistungen Energie GmbH & Co. KG, DE, Würzburg <sup>2)</sup>	60,7
Powergen Investments Limited (member's liquidation), GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	RDE Verwaltungs-GmbH, DE, Würzburg <sup>2)</sup>	100,0
Powergen Ireland Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	ReCon Projektentwicklungs- und Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Powergen Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	REGAS GmbH & Co KG, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	50,0
Powergen LS SE, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0		
Powergen Luxembourg Holdings SARL, LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 5) übrige Beteiligungen · 6) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 7) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 8) Werte nach IFRS · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011



## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
REGAS Verwaltungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	50,0	SO.MET. ENERGIA S.r.l., IT, Costigliole d'Asti (AT) <sup>1)</sup>	60,0
REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	35,5	Sociedad Eólica Salmantina, S.L, ES, Salamanca <sup>1)</sup>	90,0
RegioCom GmbH, DE, Magdeburg <sup>5)</sup>	50,0	Société des Eaux de l'Est S.A., FR, Saint-Avold (Creutzwald) <sup>4)</sup>	25,0
regiolicht Niedersachsen GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	Société Nationale d'Électricité et de Thermique, S.A. (SNET), FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0
Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft, DE, Erlangen <sup>5)</sup>	33,3	Söderåsens Bioenergi AB, SE, Billesholm <sup>4)</sup>	51,0
REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG & CO KG, DE, Regensburg <sup>4)</sup>	35,5	Solar Energy s.r.o., CZ, Znojmo <sup>5)</sup>	25,0
RGE Holding GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	Solare Bulgaria Group OOD, BG, Varna <sup>5)</sup>	25,1
Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft, DE, München <sup>1)</sup>	77,5	Sollefteåforsens AB, SE, Sundsvall <sup>4)</sup>	50,0
Ringhals AB, SE, Varberg <sup>4)</sup>	29,6	SOTECTRAT Tratamento de Resíduos Sólidos, Portugal, Unipessoal Lda., PT, Funchal <sup>2)</sup>	100,0
R-KOM Regensburger Telekommunikationsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	20,0	SQC Kvalificeringscentrum AB, SE, Stockholm <sup>5)</sup>	33,3
R-KOM Regensburger Telekommunikationsverwaltungs-gesellschaft mbH, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	20,0	Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, DE, Luckenwalde <sup>5)</sup>	29,0
RMD Wasserstraßen GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Städtische Werke Magdeburg GmbH, DE, Magdeburg <sup>4)</sup>	26,7
RMD-Consult GmbH Wasserbau und Energie, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Stadtversorgung Pattensen GmbH & Co. KG, DE, Pattensen <sup>5)</sup>	49,0
Roscoe WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtversorgung Pattensen Verwaltung GmbH, DE, Pattensen <sup>5)</sup>	49,0
Roscoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerk Haßfurt GmbH, DE, Haßfurt <sup>5)</sup>	24,9
Rosengård Invest AB, SE, Malmö <sup>5)</sup>	25,0	Stadtwerke Arnstadt GmbH, DE, Arnstadt <sup>5)</sup>	44,0
Rota Gas S.r.l., IT, Mercato San Severino (SA) <sup>5)</sup>	49,0	Stadtwerke Bad Bramstedt GmbH, DE, Bad Bramstedt <sup>5)</sup>	36,0
RuhrEnergie GmbH, EVR, DE, Gelsenkirchen <sup>1), 8)</sup>	100,0	Stadtwerke Bad Langensalza GmbH, DE, Bad Langensalza <sup>5)</sup>	40,0
S.C. Congaz S.A., RO, Constanța <sup>5)</sup>	28,6	Stadtwerke Barth GmbH, DE, Barth <sup>5)</sup>	49,0
S.C. Salgaz S.A., RO, Salonta <sup>2)</sup>	60,1	Stadtwerke Bebra GmbH, DE, Bebra <sup>5)</sup>	20,0
Safetec Entsorgungs- und Sicherheitstechnik GmbH, DE, Heidelberg <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Bergen GmbH, DE, Bergen <sup>5)</sup>	49,0
Sakab AB, SE, Kumla <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Blankenburg GmbH, DE, Blankenburg <sup>5)</sup>	30,0
Sakab Sellbergs AB, SE, Örebro <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Bogen GmbH, DE, Bogen <sup>5)</sup>	41,0
San Juan de Bargas Eólica, S.L., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	47,0	Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH, DE, Brandenburg an der Havel <sup>4)</sup>	36,8
Sand Bluff WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Bredstedt GmbH, DE, Bredstedt <sup>5)</sup>	49,9
Sand Bluff Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Burgdorf GmbH, DE, Burgdorf <sup>5)</sup>	49,0
Scarweather Sands Limited, GB, Coventry <sup>5)</sup>	50,0	Stadtwerke Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>5)</sup>	25,0
SCF2 S.R.L., IT, Rom <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Eggenfelden GmbH, DE, Eggenfelden <sup>5)</sup>	49,0
SCHLESWAG Abwasser GmbH, DE, Neumünster <sup>5)</sup>	100,0	Stadtwerke Eisenberg GmbH, DE, Eisenberg <sup>5)</sup>	49,0
Schleswig-Holstein Netz AG, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	94,4	Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, DE, Frankfurt/Oder <sup>4)</sup>	39,0
Schleswig-Holstein Netz GmbH, DE, Rendsburg <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Garbsen GmbH, DE, Garbsen <sup>4)</sup>	24,9
Schleswig-Holstein Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht <sup>5)</sup>	24,9
Sea Power & Fuel S.r.l., IT, Genua <sup>5)</sup>	50,0	Stadtwerke Gelnhausen GmbH, DE, Gelnhausen <sup>1)</sup>	100,0
SEC Energia Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Gotha GmbH, DE, Gotha <sup>4)</sup>	48,0
SEE-Sul Energia Eólica, Lda, PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Göttingen AG, DE, Göttingen <sup>2)</sup>	48,9
SERVICE plus GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Husum GmbH, DE, Husum <sup>5)</sup>	49,9
Service Plus Recycling GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Lage GmbH, DE, Lage <sup>5)</sup>	45,0
Settlers Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Leinefelde GmbH, DE, Leinefelde-Worbis <sup>5)</sup>	49,0
Sinergia Andaluza, S.L., ES, Granada <sup>5)</sup>	25,0	Stadtwerke Lichtenau GmbH, DE, Lichtenau <sup>5)</sup>	25,0
SINERGIA ARAGONESA, S.L., ES, Zaragoza <sup>2)</sup>	60,0	Stadtwerke Lübz GmbH, DE, Lübz <sup>5)</sup>	25,0
Sisyphus Quebec Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, DE, Ludwigsfelde <sup>5)</sup>	29,0
SKO ENERGO FIN, s.r.o., CZ, Mlada Boleslav <sup>4)</sup>	42,5	Stadtwerke Mühlhausen GmbH, DE, Mühlhausen <sup>5)</sup>	23,9
SKO ENERGO, s.r.o., CZ, Mlada Boleslav <sup>5)</sup>	21,0		
Slovak Gas Holding B.V., NL, Zoetermeer <sup>3)</sup>	50,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH, DE, Neunburg vorm Wald <sup>5)</sup>	24,9	Svenskt Gastekniskt Center AB, SE, Malmö <sup>5)</sup>	50,0
Stadtwerke Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>4)</sup>	24,9	SVH Stromversorgung Haar GmbH, DE, Haar, Landkreis München <sup>5)</sup>	50,0
Stadtwerke Neustadt a. Rbge. Verwaltungs-GmbH, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>5)</sup>	24,9	SVI-Stromversorgung Ismaning GmbH, DE, Ismaning, Landkreis München <sup>5)</sup>	49,0
Stadtwerke Neustadt an der Orla GmbH, DE, Neustadt an der Orla <sup>5)</sup>	20,0	SVO Energie GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	97,5
Stadtwerke Niebüll GmbH, DE, Niebüll <sup>5)</sup>	49,9	SVO Holding GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	50,1
Stadtwerke Parchim GmbH, DE, Parchim <sup>5)</sup>	25,2	SVO Vertrieb GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Premnitz GmbH, DE, Premnitz <sup>5)</sup>	35,0	SWE Energie GmbH, DE, Erfurt <sup>4)</sup>	29,0
Stadtwerke Pritzwalk GmbH, DE, Pritzwalk <sup>5)</sup>	49,0	SWE Netz GmbH, DE, Erfurt <sup>4)</sup>	29,0
Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH, DE, Ribnitz-Damgarten <sup>5)</sup>	39,0	SWE Technische Service GmbH, DE, Erfurt <sup>5)</sup>	25,1
Stadtwerke Schwedt GmbH, DE, Schwedt/Oder <sup>4)</sup>	37,8	SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, DE, Neustadt bei Coburg <sup>4)</sup>	25,1
Stadtwerke Sondershausen GmbH, DE, Sondershausen <sup>5)</sup>	23,9	SWS Energie GmbH, DE, Stralsund <sup>4)</sup>	49,0
Stadtwerke Stadtroda GmbH, DE, Stadtroda <sup>5)</sup>	24,9	Sydskraft EC Slupsk Sp. z o.o., PL, Slupsk <sup>1)</sup>	98,9
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH, DE, Suhl <sup>4)</sup>	44,4	Sydskraft Polen AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Tornesch GmbH, DE, Tornesch <sup>5)</sup>	49,0	Sydskraft Term Sp. z o.o., PL, Poznań <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Vilshofen GmbH, DE, Vilshofen <sup>5)</sup>	41,0	Sydskraft Zlotow Sp. z o.o., PL, Zlotow <sup>1)</sup>	85,0
Stadtwerke Weilburg GmbH, DE, Weilburg an der Lahn <sup>5)</sup>	20,0	Szczecinska Energetyka Ciepna Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>1)</sup>	66,4
Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH, DE, Weimar <sup>4)</sup>	49,0	Szombathelyi Erőmű Zrt., HU, Szombathely <sup>2)</sup>	55,0
Stadtwerke Wismar GmbH, DE, Wismar <sup>4)</sup>	49,0	Szombathelyi Távhőszolgáltató Kft., HU, Szombathely <sup>5)</sup>	25,0
Stadtwerke Wittenberge GmbH, DE, Wittenberge <sup>5)</sup>	22,7	Tapolcai Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>4)</sup>	26,0	Tauerogasleitung GmbH, AT, Wals-Siezenheim <sup>5)</sup>	48,0
Stadtwerke Wolmirstedt GmbH, DE, Wolmirstedt <sup>5)</sup>	49,4	Technische Werke Delitzsch GmbH, DE, Delitzsch <sup>4)</sup>	25,1
Statco Six Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0	TEN Thüringer Energienetze GmbH, DE, Erfurt <sup>1)</sup>	100,0
Stensjön Kraft AB, SE, Stockholm <sup>4)</sup>	50,0	Teplárna Kyjov, a.s., CZ, Kyjov <sup>2)</sup>	99,3
Stony Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Teplárna Otrokovice a.s., CZ, Otrokovice <sup>1)</sup>	100,0
Stony Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Teplárna Tábor, a.s., CZ, Tábor <sup>1)</sup>	51,5
store-x Storage Capacity Exchange GmbH, DE, Leipzig <sup>5)</sup>	38,0	Terminal Alpi Adriatico S.r.l., IT, Rom <sup>1)</sup>	100,0
Strom Germering GmbH, DE, Germering, Landkreis Fürstenfeldbruck <sup>2)</sup>	90,0	Terrakomp GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0
Stromnetzgesellschaft Bad Salzdetfurth mbH, DE, Bad Salzdetfurth <sup>5)</sup>	49,0	THB Thüringer Breitband GmbH, DE, Weimar <sup>2)</sup>	100,0
Stromversorgung Ahrensburg GmbH, DE, Ahrensburg <sup>2)</sup>	100,0	The Power Generation Company Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Stromversorgung Angermünde GmbH, DE, Angermünde <sup>5)</sup>	49,0	Thor Cogeneration Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Stromversorgung Ruhpolding Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding <sup>2)</sup>	100,0	Thor Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Stromversorgung Zerbst GmbH & Co. KG, DE, Zerbst <sup>5)</sup>	30,0	Thüringer Energie Netzservice Geschäftsführungs- gesellschaft mbH, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0
Stromversorgung Zerbst Verwaltungs-GmbH, DE, Zerbst <sup>5)</sup>	30,0	Thüringer Energie Netzservice GmbH & Co. KG, DE, Erfurt <sup>2)</sup>	100,0
strotög GmbH Strom für Töging, DE, Töging am Inn <sup>5)</sup>	50,0	Thüringer Netkom GmbH, DE, Weimar <sup>2)</sup>	100,0
SüdWasser GmbH, DE, Erlangen <sup>2)</sup>	100,0	TPG Wind Limited, GB, Coventry <sup>4)</sup>	50,0
SULPUR Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Erfurt KG i.L., DE, Schönefeld <sup>2)</sup>	83,3	Tractaments de Juneda, S.A., ES, Lérida <sup>4)</sup>	26,4
Sunshine 1 S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0	Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG, DE, Essen <sup>4)</sup>	51,0
Surschiste, S.A., FR, Mazingarbe <sup>2)</sup>	100,0	Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH, DE, Essen <sup>5)</sup>	50,0
SV Civitella S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	TREA Breisgau Betriebsgesellschaft mbH, DE, Eschbach <sup>2)</sup>	74,9
SV VII S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	TREA Breisgau Energieverwertung GmbH, DE, Eschbach <sup>5)</sup>	30,0
Svensk Kärnbränslehantering AB, SE, Stockholm <sup>5)</sup>	34,0	Treasury, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
		TXU Europe (AH Online) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
		TXU Europe (AHG) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
		TXU Europe (AHGD) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
TXU Europe (AHST) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Wärmeversorgung Schenefeld GmbH, DE, Schenefeld <sup>5)</sup>	40,0
TXU Europe Group Trustee Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Wärmeversorgung Sollstedt GmbH, DE, Sollstedt <sup>5)</sup>	49,0
TXU Warm Front Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, DE, Königs Wusterhausen <sup>2)</sup>	50,1
Überlandwerk Leinetal GmbH, DE, Gronau <sup>4)</sup>	48,0	Warmtebedrijf Exploitatie N.V., NL, Rotterdam <sup>5)</sup>	50,0
Umspannwerk Miltzow-Mannhagen GbR, DE, Horst <sup>5)</sup>	36,8	Wasser GmbH Salzhemmendorf, DE, Salzhemmendorf <sup>5)</sup>	49,0
Umwelt- und Wärmeenergiegesellschaft Strassburg GmbH, DE, Strassburg <sup>2)</sup>	100,0	Wasser- und Abwassergesellschaft Vienenburg mbH, DE, Vienenburg <sup>5)</sup>	49,0
Unión de Generadores de Energía, S.A., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	50,0	Wasserkraftnutzung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Müden/Aller <sup>5)</sup>	50,0
UNIVERSAL SUN S.R.L., IT, Mailand <sup>5)</sup>	50,0	Wasserversorgung Sarstedt GmbH, DE, Sarstedt <sup>5)</sup>	49,0
Untere Iller AG, DE, Landshut <sup>2)</sup>	60,0	Wasserwerk Gifhorn Beteiligungs-GmbH, DE, Gifhorn <sup>5)</sup>	49,8
Uranit GmbH, DE, Jülich <sup>3)</sup>	50,0	Wasserwerk Gifhorn GmbH & Co KG, DE, Gifhorn <sup>5)</sup>	49,8
Utilities Center Maasvlakte Leftbank b.v., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	Wasserwerks-Betriebsgemeinschaft Klein Heidorn GbR, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>5)</sup>	50,0
Utility Debt Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Wasserwirtschafts- und Betriebsgesellschaft Grafenwöhr GmbH, DE, Grafenwöhr <sup>5)</sup>	49,0
Valoritzacions Agroramaderes Les Garrigues, S.L., ES, Lérida <sup>4)</sup>	36,8	WAZV-Abwasserentsorgung GmbH, DE, Nentershausen <sup>5)</sup>	49,0
VEBA Electronics Beteiligungs GmbH, DE, Norderfriedrichskoog <sup>1)</sup>	100,0	WBG GmbH, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	98,0
VEBA Electronics GmbH, DE, Norderfriedrichskoog <sup>1)</sup>	100,0	WEA Schönerlinde GbR mbH Kiepsch & Bosse & Beteiligungsges. e.disnatur mbH, DE, Berlin <sup>2)</sup>	70,0
VEBA Electronics LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Weißmalkraftwerk Röhrenhof Aktiengesellschaft, DE, Berneck <sup>2)</sup>	93,5
VEBA Electronics US Holding GmbH, DE, Norderfriedrichskoog <sup>1)</sup>	100,0	Western Gas Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
VEBA Investments Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, DE, Salzgitter <sup>1)</sup>	50,2
VEBA OIL SUPPLY AND TRADING LLC, US, Red Bank <sup>1)</sup>	100,0	WEVG Verwaltungs GmbH, DE, Salzgitter <sup>2)</sup>	50,2
VEBACOM Holdings LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	WGS Wärmegesellschaft mbH Saalfeld, DE, Saalfeld <sup>5)</sup>	24,0
Venado Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Wildcat Wind Farm I, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Verkehrs-Servicegesellschaft Paderborn/Höxter mbH, DE, Paderborn <sup>5)</sup>	37,0	Wildcat Wind Farm II, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH, DE, Waldbüttelbrunn <sup>5)</sup>	49,0	WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GmbH, DE, Rendsburg <sup>2)</sup>	80,0
Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, DE, Helgoland <sup>2)</sup>	90,0	Windpark Anhalt-Süd (Köthen) OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	83,3
Versorgungskasse Energie (VVG), DE, Hannover <sup>1)</sup>	95,1	Windpark Mutzschen OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	77,8
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, DE, Karlstein <sup>5)</sup>	20,0	Windpark Naundorf OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	66,7
Veszprém-Kogeneráció Energiatermelő Zrt., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0	Windy Hills Limited, GB, County Tyrone <sup>1)</sup>	100,0
VEW-VKR Fernwärmeleitung Shamrock-Bochum GbR, DE, Gelsenkirchen-Buer <sup>2)</sup>	55,1	WPG Westfälische Propan-GmbH, DE, Detmold <sup>5)</sup>	22,2
VIAG Connect Ges. für Telekommunikation Ges.m.b.H., AT, Wien <sup>2)</sup>	100,0	WVM Wärmeversorgung Maßbach GmbH, DE, Maßbach <sup>5)</sup>	22,2
Visioncash, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Yorkshire Windpower Limited, GB, Coventry <sup>4)</sup>	50,0
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft, DE, Wolfsburg <sup>3)</sup>	95,0	ZAO Gazprom YRGM Development, RU, Salekhard <sup>7)</sup>	25,0
Wärme- und Wasserversorgung Friedensstadt GmbH, DE, Trebbin OT Blankensee <sup>5)</sup>	50,0	Západoslovenská energetika a.s. (ZSE), SK, Bratislava <sup>4)</sup>	49,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011



Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand: 31. Dez. 2011)

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)</sup>	11,8	635,5	-1,9
Baumgarten-Oberkappel-Gasleitungsgesellschaft m.b.H., AT, Wien <sup>6)</sup>	15,0	35,0	24,8
Enovos International S.A., LU, Esch-sur-Alzette <sup>6)</sup>	10,0	619,1	89,6
European Energy Exchange AG, DE, Leipzig <sup>6)</sup>	3,5	57,6	7,5
Forsmarks Kraftgrupp AB, SE, Östhammar <sup>6), 9)</sup>	8,5	32,3	0,1
Gasnor AS, NO, Avaldsnes <sup>6)</sup>	14,0	42,5	6,6
Holdigaz SA, CH, Vevey <sup>6)</sup>	2,2	59,8	11,4
Interconnector (UK) Limited, GB, London <sup>6), 10)</sup>	15,1	52,3	19,2
Powernext, S.A., FR, Paris <sup>6)</sup>	4,9	18,8	5,1
Trans Adriatic Pipeline AG, CH, Baar <sup>6)</sup>	15,0	32,5	-12,2
Transitgas AG, CH, Zürich <sup>6)</sup>	3,0	86,4	2,3

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung · 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 beziehungsweise § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS · 10) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2010 – 30. Sept. 2011

### Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB (Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts)

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

Vorstand und Aufsichtsrat erklären, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des elektronischen Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 26. Mai 2010) seit Abgabe der letzten Erklärung am 13. Dezember 2010 bis zur Aktualisierung der Entsprechenserklärung am 8. März 2011 vollständig und seither mit folgender Ausnahme entsprochen wurde und auch künftig entsprochen wird:

Gemäß Ziffer 5.4.6 Abs. 2 Satz 1 des Deutschen Corporate Governance Kodex 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.

Düsseldorf, den 12. Dezember 2011

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

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

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

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 AG 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 AG 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 AG Tatsachen eintreten, die geeignet sind, den Börsenkurs der E.ON-Aktie erheblich zu beeinflussen, werden diese durch Ad-hoc-Mitteilungen bekannt gemacht.

Gemäß § 10 des deutschen Wertpapierprospektgesetzes ist E.ON verpflichtet, einmal jährlich ein Dokument („jährliches Dokument“) mit einer Zusammenstellung der gesellschafts- und kapitalmarktrechtlichen Veröffentlichungen der vergangenen zwölf Monate zu veröffentlichen.

Der Finanzkalender, die Ad-hoc-Mitteilungen und das „jährliche Dokument“ 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 AG, sowie mit diesen in einer engen Beziehung stehende Personen sind gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz verpflichtet, Geschäfte mit Aktien der E.ON AG oder sich darauf beziehenden Finanzinstrumenten offenzulegen. Mitteilungen über entsprechende Geschäfte im Jahr 2011 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 2011 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 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. Die jeweils aktuelle Richtlinie 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 AG 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 Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage und des Risikomanagements. 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 unseren 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 AG 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 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 hat 20 Mitglieder und setzt sich nach dem deutschen Mitbestimmungsgesetz zu gleichen Teilen aus Anteilseigner- und Arbeitnehmervertretern zusammen. Die Vertreter der Anteilseigner werden von der Hauptversammlung gewählt; hierfür unterbreitet der Aufsichtsrat Wahlvorschläge.

Die zehn weiteren Mitglieder des Aufsichtsrats werden von Delegierten der Arbeitnehmer gewählt, wobei sich unter den Aufsichtsratsmitgliedern sieben Arbeitnehmer und drei Vertreter der Gewerkschaften befinden müssen. 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 ein Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt, sowie Finanzmaßnahmen, die diese Grenze übersteigen und nicht durch Beschlüsse zu Finanzplänen festgelegt sind, und 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 einberufen werden. Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat hat bei Stimmengleichheit der Vorsitzende des Aufsichtsrats die ausschlaggebende Stimme, falls eine zweite Abstimmung erneut zu einer Stimmengleichheit führt.

Im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex hat der Aufsichtsrat im Dezember 2010 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 normalerweise anfallenden Geschäftsvorgänge auch ohne fremde Hilfe verstehen und beurteilen zu können. Dem Aufsichtsrat soll eine ausreichende Zahl unabhängiger Kandidaten angehören, wobei ein Mitglied als unabhängig anzusehen ist, wenn es in keiner geschäftlichen Beziehung zur Gesellschaft oder deren Vorstand steht, die einen Interessenkonflikt begründet. 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 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. Weiterhin sollen die internen und externen Stakeholder-Gruppen (Aktionäre/Investoren, Arbeitnehmer/Gewerkschaften, Gesellschaft/Politik) im Aufsichtsrat vertreten sein.*

*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 zumindest einen wesentlichen Teil ihrer beruflichen Tätigkeit im Ausland verbracht haben.*

*Außerdem hat sich der Aufsichtsrat insgesamt das Ziel gesetzt, die Anzahl von Frauen im Aufsichtsrat kontinuierlich zu erhöhen. Zurzeit sind je ein Vertreter der Anteilseigner und ein Vertreter der Arbeitnehmer Frauen. Spätestens mit der nächsten turnusgemäßen Neuwahl des Aufsichtsrats im Jahr 2013 soll diese Zahl verdoppelt werden. Ab der übernächsten turnusgemäßen Wahl zum Aufsichtsrat sollen – entsprechend dem Anteil der weiblichen Beschäftigten im E.ON-Konzern – 30 Prozent Frauen im Aufsichtsrat vertreten sein.“*

Diese Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats wurden erstmals vom Nominierungsausschuss und dem Plenum des Aufsichtsrats bei den Vorschlägen für die Wahl von drei Aufsichtsratsmitgliedern der Anteilseigner auf der ordentlichen Hauptversammlung im Jahr 2011 berücksichtigt. Die Hauptversammlung wählte mit großer Mehrheit die vorgeschlagenen Kandidaten, Baroness Denise Kingsmill, Bård Mikkelsen und René Obermann. Baroness Denise Kingsmill bringt aus ihrer Erfahrung in der britischen Wettbewerbskommission sowie ihrer langjährigen erfolgreichen Anwaltstätigkeit eine ausgeprägte Kenntnis der Energiemärkte, des Wettbewerbs- und

des Regulierungsumfelds sowie breite politische Erfahrung mit. René Obermann verfügt über eine besondere Management-erfahrung aus einer Branche, in der sich Regulierung und Wettbewerb ähnlich wie im Energiegeschäft entwickelt haben. In diesem Umfeld sind unter seiner Leitung technologische und geschäftliche Innovationen erfolgreich entwickelt und vermarktet worden. Bård Mikkelsen war lange Jahre Vorstandsvorsitzender des norwegischen Energieversorgers Statkraft und bringt eine umfassende Kenntnis des europäischen Energiemarktes, einschließlich der Erneuerbaren Energien, mit. Durch die Wahl der drei Kandidaten hat der Aufsichtsrat weiter an internationaler Vielfalt gewonnen. Zudem konnte das für 2013 angestrebte Ziel, die Zahl der weiblichen Aufsichtsratsmitglieder zu verdoppeln, auf der Anteilseignerseite bereits im Jahr 2011 erreicht werden. Auch bei dem Vorschlag der Aufsichtsratsmitglieder der Anteilseignerseite für die geplante Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) werden die Ziele für die Zusammensetzung Berücksichtigung finden.

Darüber hinaus sind die Aufsichtsratsmitglieder nach der Geschäftsordnung verpflichtet, Interessenkonflikte, insbesondere solche, die aufgrund einer Beratung oder Organfunktion bei Kunden, Lieferanten, Kreditgebern oder sonstigen Geschäftspartnern 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 AG. 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:

Dem nach § 27 Abs. 3 Mitbestimmungsgesetz zu bildenden Vermittlungsausschuss gehören je zwei Mitglieder der Anteilseigner und der Arbeitnehmer an. Er unterbreitet dem Aufsichtsrat Vorschläge für die Bestellung von Vorstandsmitgliedern, wenn im ersten Wahlgang die erforderliche Mehrheit von zwei Dritteln der Stimmen der Aufsichtsratsmitglieder nicht erreicht wird, und tagt daher nur nach Bedarf.

Der Präsidialausschuss besteht aus den vier Mitgliedern des Vermittlungsausschusses. 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 Gesamtaufichtsrats. Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats und die Beschlussfassung über die Festsetzung der 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 einschließlich der wesentlichen Vertragselemente. 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.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss besteht aus vier Mitgliedern, die über besondere Kenntnisse auf dem Gebiet der Rechnungslegung beziehungsweise der Betriebswirtschaft verfügen. 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 beziehungsweise internationalen 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 und das Risikomanagement der Gesellschaft. Die Wirksamkeit der bei der E.ON AG und bei den Führungsgesellschaften unserer 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,
- 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 sechs 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 sowie zu Finanzmaßnahmen, deren Wert ein Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt. Überschreitet der Wert der genannten Geschäfte und Maßnahmen 2,5 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 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 190 bis 193. Die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse befindet sich auf den Seiten 194 und 195.

## Aktionäre und Hauptversammlung

Die Aktionäre der E.ON AG 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 (Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts)**

Dieser Vergütungsbericht stellt die Vergütungssystematik sowie die individuellen Vergütungen für den Aufsichtsrat und den Vorstand der E.ON AG 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 AG geregelt. Das Vergütungssystem trägt im Einklang mit den gesetzlichen Vorschriften der Verantwortung und dem Tätigkeitsumfang der Aufsichtsratsmitglieder Rechnung.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 5. Mai 2011 ist das System der Aufsichtsratsvergütung geändert worden. Abweichend von einer Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats seit dem Geschäftsjahr 2011 ausschließlich eine feste Vergütung. Die Unabhängigkeit des Aufsichtsrats, die zur Wahrnehmung seiner Überwachungsfunktion erforderlich ist, wird damit weiter 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.

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 zehn 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 4,8 Mio € (Vorjahr: 4,9 Mio €). Im Geschäftsjahr 2011 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind auf den Seiten 194 und 195 angegeben.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats für 2011				
in €	Aufsichtsrats- vergütung	Vergütung für Ausschuss- tätigkeiten	Aufsichtsrats- bezüge von Tochtergesell- schaften <sup>1)</sup>	Summe
Werner Wenning (Vorsitz seit 5. Mai 2011)	340.000	23.333	-	363.333
Ulrich Hartmann (bis 5. Mai 2011)	183.333	-	-	183.333
Erhard Ott	320.000	-	-	320.000
Werner Bartoschek	140.000	110.000	38.000	288.000
Sven Bergelin	140.000	-	61.220	201.220
Oliver Biniek (seit 30. September 2011)	46.667	17.500	4.550	68.717
Gabriele Gratz	140.000	70.000	56.000	266.000
Wolf-Rüdiger Hinrichsen (bis 30. September 2011)	105.000	52.500	-	157.500
Ulrich Hocker	140.000	-	-	140.000
Baroness Denise Kingsmill CBE (seit 5. Mai 2011)	93.333	-	-	93.333
Prof. Dr. Ulrich Lehner	140.000	70.000	-	210.000
Bård Mikkelsen	140.000	-	-	140.000
René Obermann (seit 5. Mai 2011)	93.333	-	-	93.333
Hans Prüfer	140.000	70.000	-	210.000
Klaus Dieter Raschke	140.000	110.000	46.870	296.870
Dr. Walter Reitler	140.000	-	37.500	177.500
Hubertus Schmoldt	140.000	-	-	140.000
Dr. Henning Schulte-Noelle	140.000	70.000	-	210.000
Dr. Karen de Segundo	140.000	-	-	140.000
Dr. Theo Siegert	140.000	180.000	-	320.000
Prof. Dr. Wilhelm Simson (bis 5. Mai 2011)	58.333	-	-	58.333
Dr. Georg Frhr. von Waldenfels	140.000	-	-	140.000
Hans Wollitzer	140.000	70.000	58.900	268.900
<b>Zwischensumme</b>	<b>3.339.999</b>	<b>843.333</b>	<b>303.040</b>	<b>4.486.372</b>
Sitzungsgeld und Auslagenersatz				287.378
<b>Summe</b>				<b>4.773.750</b>

1) Nach Umstellung auf die aufwandsbezogene Darstellungsweise sind in dieser Spalte ausschließlich Vergütungen für das Geschäftsjahr 2011 ausgewiesen. Für Aufsichtsrats-tätigkeiten des Jahres 2010 haben Frau Gratz und Herr Bartoschek 76.055 € und 54.836 € von Tochtergesellschaften erhalten.

## Das Vergütungssystem des Vorstands

Entsprechend der Vorgabe des Deutschen Corporate Governance Kodex (Fassung vom 26. Mai 2010), 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:  
bei 100 Prozent Zielerreichung: circa 40 Prozent
- Langfristvergütung  
(Zuteilungswert): circa 30 Prozent

### Jährliche Tantieme

Im Berichtsjahr galt die vom Aufsichtsrat am 8. März 2011 beschlossene und zum 1. Januar 2011 in Kraft getretene Tantiemeregulation 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 betrifft 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 Adjusted 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 2 Prozentpunkten. Im Hinblick auf die veränderte längerfristige Renditeerwartung großer Teile der Energiewirtschaft und auch des Konzerns, insbesondere aufgrund der Zwangsstilllegung deutscher Kernkraftwerke und veränderter regulatorischer Bedingungen, hat der Aufsichtsrat beschlossen, mit Wirkung ab dem Geschäftsjahr 2012 den Zuschlag auf 1,25 Prozentpunkte festzulegen. Der Wertschöpfungsfaktor beträgt 100 Prozent, wenn der tatsächlich erzielte ROACE-Wert dem Zielwert entspricht. Fällt er um 2 (1,25 ab 2012) Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt der Faktor 50 Prozent. Ist der ROACE mindestens 2 (1,25 ab 2012) 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 deutscher Kernkraftwerke) 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 Tantiemebetrags. 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.

### 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 AG 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 Zwangsstilllegung deutscher Kernkraftwerke) 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.

Bei der Auszahlung der Ende 2011 ausgelaufenen vierten Tranche (Zuteilung 2009) ergab sich im Verhältnis zum Zielwert bei Zuteilung eine Auszahlungsquote von circa 4 Prozent. Für die vorangegangenen Tranchen betrugen die entsprechenden Werte 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.

Der Aufsichtsrat hat über die Auflage der neuen siebten Tranche und die entsprechenden Erfolgsparameter entschieden. Im Hinblick auf die veränderte längerfristige Renditerwartung großer Teile der Energiewirtschaft und auch des Konzerns hat der Aufsichtsrat gleichzeitig für die im Jahr 2011 zugeteilte sechste Tranche beschlossen, den im letzten Jahr festgelegten Zuschlag abzusenken. Diese Änderung gilt jedoch nicht für das erste Jahr der Laufzeit der sechsten Tranche. Es sei verwiesen auf die im Internet erklärte Abweichung vom Deutschen Corporate Governance Kodex. Die Begrenzung des Wertschöpfungsfaktors und des Auszahlungsbetrages bleiben unverändert.

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 zehn 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 Pflichtangebotschwelle 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 von den beitragsfähigen Bezügen (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.

Im Dritten Pensionsfall 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), wenn es 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. 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. Unterhaltsberechtigter 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. Übersteigen 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 4,75 Prozent (2010: 5 Prozent) aufgeführt.

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

Vorstandspensionen 2011					
	Aktuelle Höhe der Ruhegeldanwartschaft zum 31. Dezember 2011		Höhe der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen im Jahr 2011		Barwert zum 31. Dezember 2011
	in % des Grundgehalts	absolut in €	in €	davon Zinsaufwand in €	in €
Dr. Johannes Teyssen	75	930.000	938.358	481.073	11.726.545
Jørgen Kildahl <sup>1)</sup>	-	-	296.708	10.475	534.129
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach	60	420.000	473.220	150.244	4.334.327
Dr. Bernhard Reutersberg	70	490.000	964.546	340.549	7.795.387
Dr. Marcus Schenck	60	540.000	533.927	88.155	2.808.202
Regine Stachelhaus <sup>1)</sup>	-	-	311.832	10.926	516.027
1) Beitragsplan E.ON-Vorstand					

Vorstandspensionen 2010					
	Aktuelle Höhe der Ruhegeldanwartschaft zum 31. Dezember 2010		Höhe der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen im Jahr 2010		Barwert zum 31. Dezember 2010
	in % des Grundgehalts	absolut in €	in €	davon Zinsaufwand in €	in €
Dr. Wulf H. Bernotat (bis 30. April 2010) <sup>1)</sup>	-	-	536.953	536.953	13.581.803
Dr. Johannes Teyssen	70	784.000	758.605	397.322	9.621.462
Christoph Dänzer-Vanotti (bis 12. Mai 2010)	50	375.000	472.738	173.020	5.171.717
Lutz Feldmann (bis 12. Mai 2010)	60	450.000	263.869	195.644	2.854.189
Jørgen Kildahl (seit 13. Mai 2010) <sup>2)</sup>	-	-	209.495	-	209.495
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (seit 13. Mai 2010)	50	350.000	280.475	88.180	3.004.887
Dr. Bernhard Reutersberg (seit 11. August 2010)	60	420.000	379.517	56.323	6.810.972
Dr. Marcus Schenck	50	375.000	439.221	62.014	1.763.103
Regine Stachelhaus (seit 24. Juni 2010) <sup>2)</sup>	-	-	218.524	-	218.524
1) Pensionseintritt zum 1. Mai 2010 2) Beitragsplan E.ON-Vorstand					



## Die Vergütung des Vorstands

Im Jahr 2011 wurde keine generelle Anpassung der Vergütungshöhe vorgenommen. Für Herrn Dr. Teyssen und Herrn Dr. Schenck hat der Aufsichtsrat in seiner Sitzung vom 8. März 2011 eine individuelle Gehaltsanpassung mit Wirkung ab dem 1. September 2011 beschlossen.

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 2011 17,6 Mio € (2010: 15,4 Mio €). Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands für 2011						
in €	Grundvergütung	Tantieme	Sonstige Bezüge	Wert der gewährten Performance-Rechte (6. Tranche)	Summe	Anzahl gewährter Performance-Rechte (6. Tranche)
Dr. Johannes Teyssen	1.160.000	2.143.000	27.425	1.212.186	4.542.611	60.188
Jørgen Kildahl	700.000	1.032.000	247.796	538.745	2.518.541	26.750
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach	700.000	1.016.000	448.843	538.745	2.703.588	26.750
Dr. Bernhard Reutersberg	700.000	1.130.000	24.041	538.745	2.392.786	26.750
Dr. Marcus Schenck	800.000	1.548.000	23.724	718.333	3.090.057	35.667
Regine Stachelhaus	700.000	1.016.000	59.852	538.745	2.314.597	26.750
<b>Summe</b>	<b>4.760.000</b>	<b>7.885.000</b>	<b>831.681</b>	<b>4.085.499</b>	<b>17.562.180</b>	<b>202.855</b>

Die hier dargestellten Werte der gewährten Performancerechte stellen keinen Zufluss des Jahres 2011 dar. Es handelt sich vielmehr lediglich um den nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelten kalkulatorischen Wert der im Jahre 2011 zugeteilten Performancerechte. Erst Ende 2014 werden die Performancerechte der sechsten 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, ist in der nachfolgenden Darstellung die Vergütung der Mitglieder des Vorstands für 2011 einschließlich der Auszahlungsbeträge aus der zum Ende des Jahres 2011 erfolgten Abrechnung der im Jahre 2009 zugeteilten vierten Tranche des E.ON Share Performance Plans (siehe Vergütungsbericht 2009, Seite 154) enthalten.

Effektive Vergütung des Vorstands für 2011					
in €	Grundvergütung	Tantieme	Sonstige Bezüge	Auszahlungswert der abgerechneten Performance-Rechte (4. Tranche)	Summe
Dr. Johannes Teyssen	1.160.000	2.143.000	27.425	43.494	3.373.919
Jørgen Kildahl	700.000	1.032.000	247.796	-	1.979.796
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach	700.000	1.016.000	448.843	13.453	2.178.296
Dr. Bernhard Reutersberg	700.000	1.130.000	24.041	12.139	1.866.180
Dr. Marcus Schenck	800.000	1.548.000	23.724	32.368	2.404.092
Regine Stachelhaus	700.000	1.016.000	59.852	-	1.775.852
<b>Summe</b>	<b>4.760.000</b>	<b>7.885.000</b>	<b>831.681</b>	<b>101.454</b>	<b>13.578.135</b>

Gesamtvergütung des Vorstands für 2010						
in €	Grund- vergütung	Tantieme	Sonstige Bezüge	Wert der gewährten Performance- Rechte (5. Tranche)	Summe	Anzahl gewährter Performance- Rechte (5. Tranche)
Dr. Wulf H. Bernotat (bis 30. April 2010)	413.333	600.000	7.450	306.170	1.326.953	16.514
Dr. Johannes Teyssen	1.080.000	2.337.000	27.966	793.772	4.238.738	42.814
Christoph Dänzer-Vanotti (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	6.300	435.449	1.118.093	23.487
Lutz Feldmann (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	11.558	435.449	1.123.351	23.487
Jørgen Kildahl (seit 13. Mai 2010)	444.444	686.000	48.006	272.149	1.450.599	14.679
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (seit 13. Mai 2010)	421.213	786.000	60.379	34.021	1.301.613	1.835
Dr. Bernhard Reutersberg (seit 11. August 2010)	273.106	421.000	9.847	34.021	737.974	1.835
Dr. Marcus Schenck	750.000	1.530.000	26.351	544.297	2.850.648	29.358
Regine Stachelhaus (seit 24. Juni 2010)	363.258	563.000	31.964	272.149	1.230.371	14.679
<b>Summe</b>	<b>4.293.742</b>	<b>7.727.300</b>	<b>229.821</b>	<b>3.127.477</b>	<b>15.378.340</b>	<b>168.688</b>

Die Bezüge der im Laufe des Jahres 2010 ausgeschiedenen oder neu eingetretenen Vorstandsmitglieder sind in den obigen Werten nur zeitanteilig entsprechend ihrer Vorstandszugehörigkeit enthalten.

Um die Wirkungsweise des Vergütungssystems zu verdeutlichen, ist in der nachfolgenden Darstellung die Vergütung der Mitglieder des Vorstands für 2010 einschließlich der Auszahlungsbeträge aus der Abrechnung der im Jahre 2008 zugeteilten dritten Tranche des E.ON Share Performance Plans (siehe Vergütungsbericht 2008, Seite 153) enthalten.

Effektive Vergütung des Vorstands für 2010					
in €	Grund- vergütung	Tantieme	Sonstige Bezüge	Auszahlungs- wert der ab- gerechneten Performance- Rechte (3. Tranche)	Summe
Dr. Wulf H. Bernotat (bis 30. April 2010)	413.333	600.000	7.450	689.795 <sup>1)</sup>	1.710.578
Dr. Johannes Teyssen	1.080.000	2.337.000	27.966	238.071	3.683.037
Christoph Dänzer-Vanotti (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	6.300	185.085	867.729
Lutz Feldmann (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	11.558	394.833 <sup>1)</sup>	1.082.735
Jørgen Kildahl (seit 13. Mai 2010)	444.444	686.000	48.006	-	1.178.450
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (seit 13. Mai 2010)	421.213	786.000	60.379	64.774	1.332.366
Dr. Bernhard Reutersberg (seit 11. August 2010)	273.106	421.000	9.847	63.639	767.592
Dr. Marcus Schenck	750.000	1.530.000	26.351	185.085	2.491.436
Regine Stachelhaus (seit 24. Juni 2010)	363.258	563.000	31.964	-	958.222
<b>Summe</b>	<b>4.293.742</b>	<b>7.727.300</b>	<b>229.821</b>	<b>1.821.282</b>	<b>14.072.145</b>

1) außerordentliche Abrechnung

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.

Nach Anpassung des Zuschlags (siehe Erklärung zur Abweichung vom Corporate Governance Kodex auf [www.eon.com](http://www.eon.com)) wurde die aktienbasierte Vergütung der sechsten Tranche mit dem beizulegenden Zeitwert von 20,14 € pro Performance-Recht in die Gesamtvergütung des Vorstands für 2011 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 2011 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 €. 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 2011 bestehenden Performance-Rechte gemäß IFRS 2 folgender bilanzieller Aufwand: für Herrn Dr. Teyssen 86 T€, für Herrn Kildahl und Frau Stachelhaus jeweils 128 T€, für die Herren Prof. Dr. Maubach und Dr. Reutersberg jeweils 136 T€ und für Herrn Dr. Schenck 19 T€.

Weitere Informationen zur aktienbasierten Vergütung der E.ON AG sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt. Im Geschäftsjahr 2011 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern. Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 203.

### **Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder**

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 9,5 Mio € (Vorjahr: 25,4 Mio €).

Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 137,7 Mio € (Vorjahr: 136,6 Mio €) zurückgestellt.

## Bericht des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2011 seine Aufgaben und Pflichten nach Gesetz, Satzung und Geschäftsordnung umfassend und sorgfältig wahrgenommen. Er hat sich intensiv mit der Lage des Unternehmens beschäftigt.

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 fünf ordentlichen und fünf außerordentlichen Sitzungen des Aufsichtsrats haben wir uns gründlich mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen befasst. Durch den Vorstand wurden wir regelmäßig und zeitnah umfassend sowohl schriftlich als auch mündlich informiert. Wir hatten ausreichend Gelegenheit, uns im Plenum und in den Ausschüssen des Aufsichtsrats mit den Berichten, Anträgen und Beschlussvorschlägen des Vorstands aktiv auseinanderzusetzen. Soweit dies nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung erforderlich war, haben wir unser Votum abgegeben. Den Beschlussvorschlägen des Vorstands hat der Aufsichtsrat nach eingehender Prüfung und Beratung zugestimmt.

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

## Situation in Japan, energiepolitische Rahmenbedingungen und Verfahren

Der Vorstand informierte den Aufsichtsrat laufend und detailliert über die Naturkatastrophe in Japan im März 2011 mit den daraus resultierenden Entwicklungen in den japanischen Kernkraftwerken. In diesem Zusammenhang stellte der Vorstand die Sicherheit deutscher Kernkraftwerke und auch den jeweiligen Stand der politischen Diskussion zur Zukunft der Kernenergie in Deutschland, aber auch in Europa, dar. Wesentliche Themen der Diskussionen im Aufsichtsrat waren dabei die Novelle des Atomgesetzes mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken, die Rücknahme der Laufzeitverlängerung, die Beibehaltung der Brennelementesteuer und Auswirkungen dieser Maßnahmen auf E.ON. 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 wesentlichen Investitionsprojekte, insbesondere die Entwicklungen im Zusammenhang mit den Kraftwerksneubauten in Datteln und Maasvlakte, ausführlich behandelt. Auch stellte der Vorstand regelmäßig die laufenden Kartellverfahren detailliert dar.

## Strategie und Umsetzung

Die wesentlichen Aspekte der strategischen Weiterentwicklung des Konzerns sowie anstehende Beteiligungs- und Desinvestitionsprojekte haben wir intensiv hinterfragt und umfassend diskutiert. Wir unterstützen die erforderlichen Veränderungsprozesse.

Der Vorstand berichtete ausführlich über die Umsetzung der im Vorjahr beschlossenen strategischen Neuausrichtung des Konzerns und bestätigte deren Richtigkeit, insbesondere vor dem Hintergrund der veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland und der Verschlechterung der konjunkturellen Entwicklung in Europa.

In diesem Zusammenhang informierte uns der Vorstand insbesondere über die zahlreichen Aktivitäten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie die geplanten Tätigkeiten von E.ON außerhalb Europas, wobei wir mit Blick auf das internationale Wettbewerbsumfeld auch die Chancen und Risiken der verschiedenen Alternativen eingehend mit dem Vorstand diskutierten. Hierzu zählte ebenso eine mögliche Beteiligung von E.ON am Privatisierungsprozess des Energiesektors in Portugal, die letztendlich nicht realisiert werden konnte. Über weitere Wachstumsoptionen wurden wir im Laufe des Prozesses zeitnah informiert.

Zu den vom Vorstand darüber hinaus dargestellten Maßnahmen zur Optimierung des Portfolios gehörte vor allem der Verkauf des britischen Stromverteilungsnetzes. Daneben berichtete der Vorstand über den jeweiligen Stand des Verkaufsprozesses unseres Gasfernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe in Deutschland und der Abgabe von Beteiligungen im Strom- und Gasbereich in anderen EU-Ländern.

Der Aufsichtsrat hat sich eingehend mit den Konsequenzen der Energiewende und der Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit von E.ON beschäftigt. Im Zusammenhang damit steht das im August 2011 gestartete Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 zur nachhaltigen Performance-Steigerung mit dem Ziel, die beeinflussbaren Kosten bis spätestens 2015 auf 9,5 Mrd. € zu reduzieren.

Außerdem informierte uns der Vorstand über seine Vorüberlegungen zur Umwandlung der Gesellschaft in eine Europäische Aktiengesellschaft (SE).

## Wirtschaftliche Lage und Mittelfristplanung

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 und des Konzerns befasst.

Themen unserer Beratungen waren die Auswirkungen der konjunkturellen Entwicklung Europas im Zuge der europäischen Staatsschuldenkrise und der weltweit geringen wirtschaftlichen 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 bestehenden Überkapazitäten in Deutschland und in den Kernmärkten von E.ON. Dabei wurden auch die deutlich veränderten Rahmenbedingungen aufgrund der Energiewende in Deutschland für das Geschäft von E.ON behandelt. Darüber hinaus berichtete uns der Vorstand über den aktuellen Stand der Verhandlungen mit den Gasproduzenten im Hinblick auf die Konditionen der langfristigen Erdgasbezugsverträge.

Im Rahmen der Befassung mit der Mittelfristplanung des Konzerns stimmte der Aufsichtsrat dem vom Vorstand vorgelegten Budget für die Jahre 2011 und 2012 zu und nahm die Planung für die Jahre 2013 und 2014 zur Kenntnis, einschließlich des Investitionsprogramms, dessen Finanzierung und der konzernweiten Personalarbeit. 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 umfassend erörtert.

## Corporate Governance

Der Aufsichtsrat hat auch im Geschäftsjahr 2011 intensiv die Umsetzung der Vorschriften des Corporate-Governance-Kodex bei E.ON behandelt. So haben wir – gemeinsam mit dem Vorstand – am 8. März eine aktualisierte Entsprechenserklärung

abgegeben im Hinblick auf den Vorschlag an die Hauptversammlung, bei der Vergütung des Aufsichtsrats künftig keine erfolgsorientierte Vergütung mehr vorzusehen. Weiterhin haben wir überprüft, dass die Empfehlungen des Corporate Governance Kodex gemäß der am 13. Dezember 2010 abgegebenen Entsprechenserklärung und der erwähnten Aktualisierung im März im Geschäftsjahr 2011 von der E.ON AG eingehalten wurden. In diesem Zusammenhang haben wir im Dezember gemeinsam mit dem Vorstand erklärt, dass sämtlichen Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex in seiner aktuellen Fassung seit Abgabe der letzten Erklärung am 13. Dezember 2010 bis zur Aktualisierung der Entsprechenserklärung am 8. März 2011 vollständig und seither mit einer Ausnahme entsprochen wurde und auch künftig entsprochen wird. Bei der Ausnahme handelt es sich um die seit dem Geschäftsjahr 2011 geltenden Vergütungsregeln für den Aufsichtsrat ohne erfolgsorientierte Vergütungskomponenten.

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

Weiterhin hat sich der Aufsichtsrat mit den Ergebnissen seiner Effizienzprüfung befasst. In diesem Zusammenhang haben wir mit dem Vorstand vereinbart, in Zukunft zu ausgewählten Themen Aus- und Fortbildungsveranstaltungen für den Aufsichtsrat durchzuführen. Die im Jahr 2011 neu in den Aufsichtsrat eingetretenen Mitglieder erhielten zur Vorbereitung umfassende, für ihre Aufgaben erforderliche Informationen.

## Arbeit der Ausschüsse

Der Aufsichtsrat hat, um seine Aufgaben sorgfältig und effizient wahrzunehmen, fünf Ausschüsse gebildet. Angaben zur Zusammensetzung der Ausschüsse befinden sich im Corporate Governance-Bericht auf den Seiten 178 und 179. Im gesetzlich zulässigen Rahmen hat der Aufsichtsrat eine Reihe von Beschlusszuständigkeiten an die Ausschüsse übertragen. Über Gegenstand und Ergebnis der Sitzungen berichtete der Ausschussvorsitzende regelmäßig und zeitnah an das Aufsichtsratsplenum.

Das Präsidium des Aufsichtsrats hat insgesamt sechsmal getagt. Insbesondere wurden in diesem Gremium die Sitzungen des Aufsichtsrats vorbereitet. Unter anderem hat das Präsidium im Rahmen des Gesetzes zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) ausführlich das Vergütungssystem des Vorstands überprüft und Beschlüsse hierzu für den Aufsichtsrat umfassend vorbereitet. Außerdem befasste sich das Präsidium mit den Vorüberlegungen des Vorstands zur Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Aktiengesellschaft.

Der Nominierungsausschuss bereitete in zwei Sitzungen den Wahlvorschlag an die Hauptversammlung für die drei Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat der E.ON AG, Baroness Denise Kingsmill, Bård Mikkelsen und René Obermann, vor.

Der Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitBestG hat im Berichtszeitraum nicht getagt.

Der Finanz- und Investitionsausschuss kam in vier Sitzungen zusammen. Der Ausschuss behandelte unter anderem den Verkauf des britischen Stromverteilungsnetzes und die Beteiligungsmöglichkeit im Rahmen der Privatisierung des portugiesischen Energiesektors, die nicht umgesetzt wurde. Zudem hat sich der Finanz- und Investitionsausschuss abschließend mit der Vorjahresplanung sowie eingehend mit der Mittelfristplanung für die Jahre 2012 bis 2014 befasst. Schwerpunkte intensiver Beratungen der Ausschussmitglieder und Gegenstand der ausführlichen Berichterstattung des Vorstands waren Fragen der Konzernfinanzierung, der Investitionsplanung und der Ratingsituation des Unternehmens. In den Sitzungen wurden darüber hinaus die entsprechenden Beschlüsse des Aufsichtsrats zu den zustimmungspflichtigen Geschäften und zur Mittelfristplanung vorbereitet.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss hielt sechs Sitzungen ab. Der Ausschuss befasste sich – unter Berücksichtigung der Prüfberichte des Abschlussprüfers und im Gespräch mit diesem – insbesondere mit dem handelsrechtlichen Jahresabschluss, dem Konzernabschluss und den Quartalsabschlüssen der E.ON AG nach den International Financial Reporting Standards (IFRS). Die Zwischenberichte für das Jahr 2011 wurden vor ihrer Veröffentlichung eingehend behandelt. Der Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2011 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 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 Risikomanagementsystems 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 operationellen 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 2011 sowie der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte für 2012. Ferner erörterte der Ausschuss den Compliance-Bericht und das E.ON-Compliance-System sowie andere prüfungsrelevante Themen. Der Vorstand berichtete zudem über schwebende Verfahren sowie rechtliche und regulatorische Risiken für das Geschäft des E.ON-Konzerns.

### **Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag**

Der Jahresabschluss der E.ON AG zum 31. Dezember 2011, 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 AG. Diese Prüfung ergab, dass der Vorstand Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen zur Risikoüberwachung in geeigneter Form getroffen hat und das Risiko-früherkennungssystem seine Aufgaben erfüllt.

Den handelsrechtlichen Jahresabschluss, den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht der E.ON AG 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 – in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 13. März 2012 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 AG 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 1,00 € 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**

In der Besetzung des Vorstands der E.ON AG gab es im Geschäftsjahr 2011 keine Veränderungen.

In der Besetzung des Aufsichtsrats haben sich folgende Veränderungen ergeben: Die Herren Ulrich Hartmann und Professor Dr. Wilhelm Simson haben ihre Mandate im Aufsichtsrat der E.ON AG mit Abschluss der Hauptversammlung am 5. Mai 2011 niedergelegt.

Dies hatte einen Wechsel im Vorsitz des Aufsichtsrats und in verschiedenen Ausschüssen zur Folge. Das bisherige Aufsichtsratsmitglied Herr Werner Wenning wurde vom Aufsichtsrat in seiner Sitzung im Anschluss an die Hauptversammlung zu seinem neuen Vorsitzenden gewählt. Damit wurde Herr Wenning auch zum Vorsitzenden des Präsidial- und des Nominierungsausschusses sowie zum Mitglied des Vermittlungsausschusses, zu dessen Vorsitzendem er durch den Aufsichtsrat gewählt wurde. Darüber hinaus wurde Herr Wenning zum Vorsitzenden des Finanz- und Investitionsausschusses und zum Mitglied des Prüfungs- und Risikoausschusses gewählt. Ferner wurde Herr Dr. Schulte-Noelle zum Mitglied des Finanz- und Investitionsausschusses gewählt.

Als Nachfolger im Aufsichtsrat wurden Baroness Denise Kingsmill und Herr René Obermann von der Hauptversammlung der E.ON AG am 5. Mai 2011 gewählt. Darüber hinaus wurde Herr Bård Mikkelsen von der Hauptversammlung zum Mitglied des Aufsichtsrats gewählt. Er war als Nachfolger von Herrn Jens P. Heyerdahl bereits seit 19. Juli 2010 durch gerichtliche Bestellung Mitglied des Aufsichtsrats. Herrn Heyerdahl gilt an dieser Stelle unser Dank für seine Arbeit im Aufsichtsrat der E.ON AG. Die neuen Mitglieder wurden jeweils für die verbleibende Amtsdauer der ausgeschiedenen Mitglieder, das heißt bis zum 30. April 2013, gewählt.

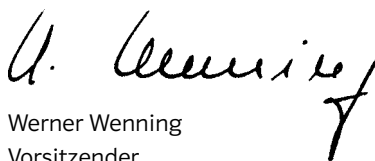
Am 30. September 2011 verstarb nach langer, schwerer Krankheit Herr Wolf-Rüdiger Hinrichsen, der langjährige Betriebsratsvorsitzende der E.ON AG und Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat. Seit 1998 vertrat Herr Hinrichsen die Interessen der Arbeitnehmer im Aufsichtsrat der E.ON AG. Er hat in diesem Gremium die Kultur und die Entwicklung des Unternehmens entscheidend mitgeprägt und gestaltet. Wir werden sein Andenken in Ehren halten.

Nachfolger von Herrn Hinrichsen ist Herr Oliver Biniek, Vorsitzender des Betriebsrats der E.ON Anlagenservice GmbH, der als gewähltes Ersatzmitglied automatisch in den Aufsichtsrat nachrückte. In seiner Sitzung am 19. Oktober 2011 wählte der Aufsichtsrat Herrn Biniek als Nachfolger für Herrn Hinrichsen zum Mitglied des Finanz- und Investitionsausschusses.

An dieser Stelle möchte der Aufsichtsrat seinen ausdrücklichen Dank an die Herren Hartmann und Simson für ihre herausragenden Verdienste um den Konzern aussprechen. Herr Hartmann war 39 Jahre für unser Unternehmen tätig, den wesentlichen Teil davon als Vorstands- oder Aufsichtsratsvorsitzender. Er hat damit die Geschicke des Konzerns über Jahrzehnte geleitet und wesentlich zum Erfolg des Unternehmens beigetragen. Herr Professor Dr. Simson war über 20 Jahre als Vorstandsvorsitzender und später als Aufsichtsratsmitglied tätig. Ulrich Hartmann und Wilhelm Simson schufen mit dem Zusammenschluss von VEBA und VIAG einen internationalen und den weltweit ersten grenzübergreifenden Energieversorgungskonzern. Nach ihrem Ausscheiden aus dem Vorstand der Gesellschaft im Jahr 2003 haben beide als langjährige Mitglieder des Aufsichtsrats die erfolgreiche Entwicklung der E.ON AG maßgeblich gestaltet und mit unternehmerischem Weitblick und sicherem Urteil den Umbau von E.ON zu einem reinen Energieunternehmen und die strategische Weiterentwicklung des Konzerns begleitet.

Für die im Geschäftsjahr 2011 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 13. März 2012  
Der Aufsichtsrat



Werner Wenning  
Vorsitzender



## Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von E.ON-Aufsichtsratsmitgliedern)

Ehrevorsitzender des  
Aufsichtsrats

**Prof. Dr. Günter Vogelsang**  
Düsseldorf

Aufsichtsrat

**Ulrich Hartmann**  
Vorsitzender des Aufsichtsrats der  
E.ON AG (bis 5. Mai 2011)

**Werner Wenning**  
Vorsitzender des Aufsichtsrats der  
E.ON AG (seit 5. Mai 2011)

- Deutsche Bank AG
- HDI V.a.G.
- Talanx AG
- Henkel AG & Co. KGaA  
(Gesellschafterausschuss)
- Freudenberg & Co. KG  
(Gesellschafterausschuss)

**Erhard Ott**  
Mitglied des Bundesvorstands ver.di,  
stv. Vorsitzender des Aufsichtsrats der  
E.ON AG

- Bremer Lagerhaus-Gesellschaft AG

**Werner Bartoschek**  
Vorsitzender des Konzernbetriebsrats  
der E.ON Ruhrgas AG

- E.ON Ruhrgas AG

**Sven Bergelin**  
ver.di Bundesfachgruppenleiter  
Energiewirtschaft

- E.ON Energie AG
- E.ON Kernkraft GmbH

**Oliver Biniek**  
(seit 30. September 2011)  
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

**Wolf-Rüdiger Hinrichsen**  
(bis 30. September 2011)  
Vorsitzender des Betriebsrats der  
E.ON AG

**Ulrich Hocker**  
Präsident der DSW Deutsche Schutz-  
vereinigung für Wertpapierbesitz e.V.

- Deutsche Telekom AG
- Feri Finance AG
- Gildemeister AG
- Gartmore SICAV (bis 15. Juni 2011)
- Phoenix Mecano AG  
(Präsident des Verwaltungsrats)

**Baroness Denise Kingsmill CBE**  
(seit 5. Mai 2011)  
Anwältin, Mitglied im britischen  
Oberhaus

- Aprenergy plc
- Betfair plc
- International Consolidated Airlines  
Group S.A.
- Korn/Ferry International Limited

**Prof. Dr. Ulrich Lehner**  
Mitglied des Gesellschafterausschusses  
der Henkel AG & Co. KGaA

- Deutsche Telekom AG (Vorsitz)
- Henkel Management AG
- HSBC Trinkaus & Burkhardt AG  
(bis 7. Juni 2011)
- Porsche Automobil Holding SE
- ThyssenKrupp AG
- Dr. Oetker KG (Beirat)
- Henkel AG & Co. KGaA  
(Gesellschafterausschuss)
- Novartis AG (Verwaltungsrat)

**Bård Mikkelsen**  
Kaufmann, ehemaliger Präsident  
und Vorsitzender des Vorstands der  
Statkraft AS

- Bore Tech AB (Vorsitz)
- Cermaq ASA (Vorsitz)
- Clean Energy Invest AS (Vorsitz)
- Ganger Rolf ASA/Bonheur ASA  
(Gesellschafterausschuss)
- Powel AS (Vorsitz)
- Saferoad AS
- Store Norske Spitsbergen  
Kulkompani AS (Vorsitz)

**René Obermann**  
(seit 5. Mai 2011)  
Vorsitzender des Vorstands der  
Deutschen Telekom AG

- T-Systems International GmbH  
(Vorsitz)
- T-Mobile US Inc. (Vorsitz) Board of  
Directors

**Hans Prüfer**  
Vorsitzender des Konzernbetriebsrats  
der E.ON AG

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2011 oder auf den Zeitpunkt des Ausscheidens aus dem Aufsichtsrat der E.ON AG.

- Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

### Klaus Dieter Raschke

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats  
der E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG
- E.ON Kernkraft GmbH

### Dr. Walter Reitler

Bereichsleiter HSE/CR-Steuerung der  
E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG

### Hubertus Schmoldt

Volkswirt

- Bayer AG
- BP Europa SE (bis 6. Mai 2011)
- DOW Olefinverbund GmbH
- RAG Aktiengesellschaft

### Dr. Henning Schulte-Noelle

Vorsitzender des Aufsichtsrats der  
Allianz SE

- Allianz SE (Vorsitz)

### Dr. Karen de Segundo

Juristin

- British American Tobacco plc
- Ensus Ltd. (bis 24. Mai 2011)
- Koninklijke Ahold N.V.  
(bis 20. April 2011)
- Lonmin plc
- Pöyry Oyj

### Dr. Theo Siegert

Geschäftsführender Gesellschafter  
de Haen-Carstanjen & Söhne

- Deutsche Bank AG
- Henkel AG & Co. KGaA
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd.
- E. Merck OHG

### Prof. Dr. Wilhelm Simson

Diplom-Chemiker (bis 5. Mai 2011)

- Hochtief AG (bis 12. Mai 2011)
- E.ON Energie AG  
(seit 9. Oktober 2011)
- Freudenberg & Co. KG  
(bis 25. Juni 2011)

### Dr. Georg Frhr. von Waldenfels

Rechtsanwalt

- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- Rothenbaum Sport GmbH (Vorsitz)

### Hans Wollitzer

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats  
der E.ON Energie AG

- E.ON Bayern AG
- E.ON Energie AG

### Ausschüsse des Aufsichtsrats

#### Vermittlungsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender  
Erhard Ott, stv. Vorsitzender  
Hans Prüfer  
Dr. Henning Schulte-Noelle

#### Präsidialausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender  
Erhard Ott, stv. Vorsitzender  
Hans Prüfer  
Dr. Henning Schulte-Noelle

#### Prüfungs- und Risikoausschuss

Dr. Theo Siegert, Vorsitzender  
Klaus Dieter Raschke, stv. Vorsitzender  
Werner Bartoschek  
Werner Wenning

#### Finanz- und Investitionsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender  
Hans Wollitzer, stv. Vorsitzender  
Oliver Biniek  
Gabriele Gratz  
Prof. Dr. Ulrich Lehner  
Dr. Henning Schulte-Noelle

#### Nominierungsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender  
Prof. Dr. Ulrich Lehner  
Dr. Henning Schulte-Noelle

### **Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB (Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts)**

#### **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 Bestellung stellvertretender Vorstandsmitglieder ist zulässig. Die Bestimmung der Anzahl der Mitglieder, ihre Bestellung und Abberufung erfolgt 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, §§ 31, 33 des Mitbestimmungsgesetzes).

Eine Änderung der Satzung bedarf nach § 179 Aktiengesetz eines Beschlusses der Hauptversammlung. Die Beschlüsse der Hauptversammlung werden nach der Satzung der Gesellschaft mit einfacher Stimmenmehrheit und, soweit eine Kapitalmehrheit erforderlich ist, mit einfacher Kapitalmehrheit gefasst, falls nicht das Gesetz oder die Satzung zwingend etwas anderes vorschreibt.

Der Aufsichtsrat ist ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung betreffen (§ 24 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 6. Mai 2010 bis zum 5. Mai 2015 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 §§ 71a ff. Aktiengesetz zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als zehn 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 Teilschuldverschreibungen 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

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 ist 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 ihren Anteil am Grundkapital sowie über den Gegenwert der Aktien jeweils unterrichten.

Der Vorstand ist gemäß § 3 Abs. 5 der Satzung ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 5. Mai 2014 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460.000.000 € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. Aktiengesetz). Dabei ist der Vorstand – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, das Bezugsrecht der Aktionäre bei Ausgabe von Aktien gegen Bareinlage in Höhe von bis zu zehn Prozent des Grundkapitals auszuschließen, wobei auf die Zehn-Prozent-Grenze diejenigen Aktien angerechnet werden, die unter Ausschluss des Bezugsrechts durch im Beschluss beschriebene Maßnahmen ausgegeben wurden. Bei Aktienausgabe gegen Sacheinlage ist der Vorstand ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats

das Bezugsrecht der Aktionäre auszuschließen, allerdings nur insoweit, als die unter der Ermächtigung nach § 3 Abs. 5 der Satzung ausgegebenen Aktien gegen Sacheinlagen unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zusammen nicht mehr als 20 Prozent des Grundkapitals ausmachen dürfen. Außerdem darf die Summe der unter Ausschluss des Bezugsrechts gegen Bar- und Sacheinlagen ausgegebenen Aktien 20 Prozent des Grundkapitals nicht übersteigen.

Weiterhin hat die Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 dem Vorstand die Ermächtigung zur Begebung von Teilschuldverschreibungen mit Wandlungs- oder Optionsrechten beziehungsweise Wandlungspflichten, Genussrechten und Gewinnschuldverschreibungen (beziehungsweise einer Kombination dieser Instrumente) erteilt. Danach kann der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 5. Mai 2015 einmalig oder mehrmals auf den Inhaber lautende Options- oder Wandelanleihen, Genussrechte oder Gewinnschuldverschreibungen oder eine Kombination dieser Instrumente im Gesamtnennbetrag von bis zu 5 Mrd € ausgeben und den Inhabern von Optionsanleihen Optionsrechte beziehungsweise den Inhabern von Wandelanleihen Wandlungsrechte für auf den Namen lautende Aktien der Gesellschaft mit einem anteiligen Betrag des Grundkapitals von insgesamt bis zu 175.000.000 € nach näherer Maßgabe der Options- beziehungsweise Wandelanleihebedingungen gewähren. Dabei ist sichergestellt, dass der Gesamtnennbetrag von bis zu 5 Mrd € insgesamt durch die Ausnutzung der Ermächtigung nur einmal ausgenutzt werden kann. Entsprechend der Ermächtigung ist das Grundkapital der Gesellschaft durch § 3 Abs. 3 und § 3 Abs. 4 der Satzung um jeweils bis zu 175.000.000 € bedingt erhöht. Auch hier ist der Vorstand ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre auf gegen Barzahlung ausgegebene Schuldverschreibungen, die mit Options- und/oder Wandlungsrecht oder Wandlungspflicht ausgegeben werden, vollständig auszuschließen.

### 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 AG begeben wurden, von der E.ON AG 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.

### Angaben nach §§ 289 Abs. 5 beziehungsweise 315 Abs. 2 Nr. 5 HGB zum internen Kontrollsystem im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess (Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts)

#### 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 AG ist nach den Vorschriften des HGB in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) und des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt.

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

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 AG 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 AG 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 Managementkontrollen, 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 Managementkontrollen, 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 AG erfolgt.

### Freizeichnungsprozess

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

Der Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats der E.ON AG 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 AG in Düsseldorf 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.

**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 2011 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 2012

E.ON AG  
Der Vorstand

Dr. Teyssen	Kildahl	Prof. Dr. Maubach
Dr. Reutersberg	Dr. Schenck	Stachelhaus

## Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von Vorstandsmitgliedern)

### Dr. Johannes Teyssen

geb. 1959 in Hildesheim,  
Vorsitzender des Vorstands  
Mitglied des Vorstands seit 2004  
Führungskräfte Konzern, Strategie  
und Unternehmensentwicklung,  
Investor Relations, Revision, Politik  
und Kommunikation, Düsseldorf

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup>
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- Deutsche Bank AG
- Salzgitter AG

### Jørgen Kildahl

geb. 1963 in Bærum, Norwegen,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Upstream/Erzeugung, Handel &  
Optimierung, Düsseldorf

- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Generation GmbH<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>

### Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach

geb. 1962 in Schwelm,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Forschung und Entwicklung, New Build &  
Technology, Corporate Responsibility,  
Corporate Incident & Crisis Management,  
Health/Safety & Environment, Düsseldorf

- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>
- E.ON New Build & Technology GmbH<sup>1)</sup>  
(Vorsitz)
- E.ON Czech Holding AG<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>

### Dr. Bernhard Reutersberg

geb. 1954 in Düsseldorf,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Steuerung der Landesgesellschaften,  
Verteilungs- und Vertriebsgeschäft,  
Düsseldorf

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON España S.L.<sup>2)</sup>
- E.ON France S.A.S.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Benelux N.V.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Hungaria Zrt.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- OAO E.ON Russia<sup>2)</sup>
- Nord Stream AG

### Dr. Marcus Schenck

geb. 1965 in Memmingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
Finanzen, Rechnungswesen,  
Controlling & Unternehmensplanung,  
Mergers & Acquisitions, Steuern,  
Düsseldorf

- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON IT GmbH<sup>1)</sup>
- Commerzbank AG
- SMS Group GmbH
- AXA S.A.

### Regine Stachelhaus

geb. 1955 in Böblingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Group Human Resources, IT, Konzern-  
beschaffung, Recht & Compliance, Real  
Estate/Mining, Facility Management,  
E.ON Academy, Arbeitsdirektorin,  
Düsseldorf

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup>
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON IT GmbH<sup>1)</sup> (Vorsitz)

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2011 oder auf den Zeitpunkt des Ausscheidens aus dem Vorstand der E.ON AG.

- Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) freigestellte Konzernmandate 2) weitere Konzernmandate

Mehrfjahresübersicht <sup>1)</sup>					
in Mio €	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Umsatz und Ergebnis</b>					
Umsatz	66.912	84.873	79.974	92.863	112.954
EBITDA <sup>2)</sup>	11.907	12.836	12.975	13.346	9.293
EBIT <sup>2)</sup>	8.820	9.483	9.291	9.454	5.438
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	7.724	1.621	8.669	6.281	-1.861
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON AG	7.204	1.283	8.420	5.853	-2.219
<b>Wertentwicklung</b>					
ROACE/bis 2009 ROCE (in %)	15,6	13,6	12,2	14,4	8,4
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	9,1	9,1	9,1	8,3	8,3
Value Added <sup>3)</sup>	3.678	3.128	2.362	4.000	90
<b>Vermögensstruktur</b>					
Langfristige Vermögenswerte	105.804	108.622	113.046	106.657	102.221
Kurzfristige Vermögenswerte	31.490	48.107	39.568	46.224	50.651
Gesamtvermögen	137.294	156.729	152.614	152.881	152.872
<b>Kapitalstruktur</b>					
Eigenkapital	55.130	38.451	43.986	45.585	39.613
<i>Gezeichnetes Kapital</i>	1.734	2.001	2.001	2.001	2.001
<i>Minderheitsanteile</i>	5.756	3.960	3.607	3.932	3.876
Langfristige Schulden	52.402	66.323	70.775	69.580	67.129
<i>Rückstellungen</i>	20.963	22.757	21.692	23.631	25.672
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	15.915	25.036	30.657	28.880	24.029
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	15.524	18.530	18.426	17.069	17.428
Kurzfristige Schulden	29.762	51.955	37.853	37.716	46.130
<i>Rückstellungen</i>	3.992	4.260	4.715	4.950	4.985
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	5.549	16.022	7.120	3.611	5.885
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	20.221	31.673	26.018	31.527	35.260
Gesamtkapital	137.294	156.824	152.614	152.881	152.872
<b>Cashflow/Investitionen</b>					
Operativer Cashflow <sup>4)</sup>	8.434	6.397	8.590	10.614	6.610
Zahlungswirksame Investitionen	10.616	17.756	8.655	8.286	6.524
<b>Kennziffern</b>					
Eigenkapitalquote (in %)	40	25	29	30	26
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (in %) (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	102	96	102	108	104
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	-23.432	-44.946	-44.665	-37.701	-36.385
Debt Factor <sup>5)</sup>	1,9	3,4	3,4	2,8	3,9
Operativer Cashflow in % des Umsatzes	12,7	7,8	11,1	11,4	5,9
<b>Aktie<sup>6)</sup></b>					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	3,69	0,69	4,42	3,07	-1,16
Eigenkapital <sup>7)</sup> je Aktie (in €)	26,06	18,11	21,19	21,86	18,76
Höchstkurs (in €)	48,69	50,93	30,47	29,36	25,11
Tiefstkurs (in €)	32,02	23,50	18,19	21,13	12,88
Jahresendkurs <sup>8)</sup> (in €)	48,53	28,44	29,23	22,94	16,67
Dividende je Aktie <sup>9)</sup> (in €)	1,37	1,50	1,50	1,50	1,00
Dividendensumme	2.560	2.857	2.858	2.858	1.905
Marktkapitalisierung <sup>8), 10)</sup> (in Mrd €)	92,0	54,2	55,7	43,7	31,8
<b>Langfristiges Rating der E.ON AG</b>					
Moody's	A2	A2	A2	A2	A3
Standard & Poor's	A	A	A	A	A
<b>Mitarbeiter</b>					
Mitarbeiter (31. Dezember)	84.838	90.428	85.108	85.105	78.889

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) alle Angaben nach Aktiensplit beziehungsweise bereinigt um Aktiensplit · 7) Anteil der Gesellschafter der E.ON AG · 8) zum 30. Dezember · 9) für das jeweilige Geschäftsjahr, Vorschlag für 2011 · 10) 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 eins = höheres Risiko, Beta kleiner eins = 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 abgezinsten Basis emittiert. Die Rückzahlung erfolgt dann zum Nennbetrag.

### Contractual Trust Agreement (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 Besteuerung 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).

### 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 prognostizierenden 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 AG  
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 79-5 49  
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  
Druckpartner, Essen



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 2012	Hauptversammlung 2012
4. Mai 2012	Dividendenzahlung
9. Mai 2012	Zwischenbericht Januar - März 2012
13. August 2012	Zwischenbericht Januar - Juni 2012
13. November 2012	Zwischenbericht Januar - September 2012
13. März 2013	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2012
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

