

Die Zukunft der Energie.  
Weitergedacht.

**e.on**

## E.ON-Konzern in Zahlen

in Mio €	2009	2008	+/- %
Stromabsatz <sup>1), 2)</sup> (in Mrd kWh)	815,9	597,4	+37
Gasabsatz <sup>2)</sup> (in Mrd kWh)	1.217,7	1.208,6	+1
Umsatz	81.817	86.753	-6
Adjusted EBITDA	13.526	13.385	+1
Adjusted EBIT	9.646	9.878	-2
Konzernüberschuss	8.645	1.621	+433
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	8.396	1.283	+554
Bereinigter Konzernüberschuss	5.328	5.597	-5
Ökonomische Investitionen	11.994	26.236	-54
Operativer Cashflow <sup>3)</sup>	9.054	6.738	+34
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. 12.)	-44.665	-44.946	+281 <sup>4)</sup>
Debt Factor <sup>5)</sup>	3,3	3,4	-0,1 <sup>4)</sup>
Eigenkapital	43.955	38.444	+14
Bilanzsumme	152.636	156.824	-3
ROCE (in %)	11,7	12,9	-1,2 <sup>6)</sup>
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	9,1	9,1	-
Kapitalkosten nach Steuern (in %)	6,7	6,7	-
Value Added	2.144	2.902	-26
Mitarbeiter (31. 12.)	88.227	93.538	-6
Ergebnis je Aktie <sup>7), 8)</sup> (in €)	4,41	0,69	+539
Eigenkapital je Aktie <sup>7), 8)</sup> (in €)	21,21	18,11	+17
Dividende je Aktie <sup>8)</sup> (in €)	1,50	1,50	-
Dividendensumme	2.858	2.857	-
Marktkapitalisierung <sup>9)</sup> (in Mrd €)	55,7	54,2	+3

1) einschließlich Handelsabsatz von 578,8 Mrd kWh im Jahr 2009 (Vorjahr: 347,2 Mrd kWh)

2) Im Jahr 2009 wurde ein konzerneinheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Vorjahreszahlen wurden dementsprechend angepasst.

3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

4) Veränderung in absoluten Werten

5) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und Adjusted EBITDA

6) Veränderung in Prozentpunkten

7) Anteil der Gesellschafter der E.ON AG

8) nach Aktiensplit bzw. bereinigt um Aktiensplit im Jahr 2008

9) auf Basis ausstehender Aktien

## 2 Zusammengefasster Lagebericht

- 2 Geschäft und Rahmenbedingungen
- 18 Ertragslage
- 30 Finanzlage
- 36 Vermögenslage
- 37 Jahresabschluss der E.ON AG
- 38 Mitarbeiter
- 40 Forschung und Entwicklung
- 41 Corporate Responsibility
- 42 Risikobericht
- 48 Prognosebericht

## 52 Konzernabschluss

- 52 Bestätigungsvermerk
- 53 Gewinn- und Verlustrechnung
- 53 Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
- 54 Bilanz
- 56 Kapitalflussrechnung
- 58 Entwicklung des Konzerneigenkapitals
- 60 Anhang
- 143 Versicherung der gesetzlichen Vertreter

## 144 Corporate-Governance-Bericht

- 144 Erklärung zur Unternehmensführung<sup>1)</sup>
- 148 Vergütungsbericht<sup>1)</sup>

## 156 Aufsichtsrat und Vorstand

- 156 Bericht des Aufsichtsrats
- 160 Aufsichtsratsmitglieder
- 162 Angaben zu Übernahmehindernissen<sup>1)</sup>
- 164 Internes Kontrollsystem zum Rechnungslegungsprozess<sup>1)</sup>
- 166 Erläuternder Bericht des Vorstands
- 167 Vorstandsmitglieder

## 168 Tabellen und Erläuterungen

- 168 Mehrjahresübersicht
- 169 Finanzglossar
- 173 Finanzkalender



### Unternehmensbericht

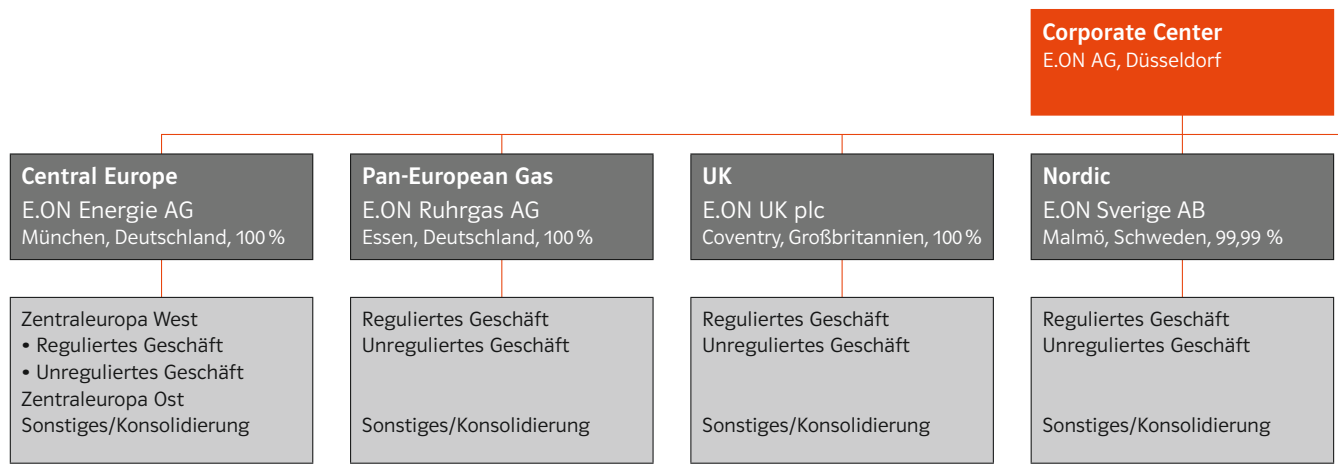
- **Unser Unternehmen.**  
Wir stellen unser Geschäft und unsere wichtigsten Themen vor.
- **Unser Team.**  
Gemeint sind unser Vorstand, unser Aufsichtsrat und unsere Mitarbeiter.
- **Unsere Investoren.**  
Die Entwicklung der Aktie und unsere Anleihen.
- **Unsere Strategie.**  
Von unseren Grundsätzen bis zu den Entwicklungsfeldern.
- **Unsere Struktur.**  
Alle Market Units im Detail.

Zum Herunterladen oder Bestellen finden Sie den Unternehmensbericht unter [www.eon.com/broschueren](http://www.eon.com/broschueren)

1) Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts

- Beim Adjusted EBIT nahezu hohes Vorjahresniveau erreicht
- Operativer Cashflow 34 Prozent über Vorjahresniveau
- Dividende in Höhe von 1,50 € vorgesehen
- Für das Jahr 2010 Adjusted EBIT zwischen 0 und 3 Prozent über Vorjahresniveau erwartet

## E.ON-Konzern: Market Units, Führungsgesellschaften, Geschäftsfelder



## Geschäft und Rahmenbedingungen

### Konzernstruktur und Geschäftstätigkeit

E.ON ist eines der weltweit größten privaten Energieunternehmen mit einem Umsatz von knapp 82 Mrd € und über 88.000 Mitarbeitern. Unser Geschäft erstreckt sich entlang der Wertschöpfungskette im Strom- und Gasbereich und ist geografisch oder funktional in Market Units gegliedert. Die Führungsgesellschaften der Market Units sind verantwortlich für das integrierte Management der Zielmärkte. Business Units führen das operative Geschäft. Wir verfolgen eine wertorientierte Unternehmenspolitik, die auf verbesserte Wettbewerbsfähigkeit und profitables Wachstum zielt. Alle folgenden Erläuterungen im zusammengefassten Lagebericht zum E.ON-Konzern gelten gleichermaßen für die E.ON AG.

Aufgrund der Größenordnung der Kennzahlen haben wir unsere Market Units Climate & Renewables, Russia, Italy und Spain zum Segment Neue Märkte zusammengefasst.

### Corporate Center

Der Vorstand der E.ON AG führt den E.ON-Konzern. Dies beinhaltet die strategische Weiterentwicklung, die Steuerung sowie Sicherung der erforderlichen Finanzierungsmittel, die marktübergreifende Steuerung des Gesamtgeschäfts, die Risikosteuerung und die laufende Optimierung des Portfolios.

Das Corporate Center umfasst die E.ON AG und direkt von der E.ON AG geführte Beteiligungen. Darüber hinaus ordnen wir diesem Segment die Konsolidierungsmaßnahmen im Rahmen des Konzernabschlusses zu.

### Central Europe

E.ON Energie ist für das Stromgeschäft und das Gasverteilungs- und -vertriebsgeschäft in zahlreichen zentraleuropäischen Ländern zuständig.

Die Geschäftsfelder Zentraleuropa West Reguliert und Unreguliert (im Wesentlichen Deutschland, die Niederlande, Belgien und Frankreich) umfassen:

- Betrieb konventioneller und nuklearer Kraftwerke sowie die Stromerzeugung aus regenerativen Energien und Entsorgung
- Stromtransport über Hoch- und Höchstspannungsnetze
- Regionale Verteilung von Strom, Gas und Wärme
- Strom-, Gas- und Wärmevertrieb

Das Höchstspannungsnetz wurde im Februar 2010 an die niederländische TenneT veräußert.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost (Bulgarien, Rumänien, Slowakei, Tschechien und Ungarn) sind die Beteiligungen an den dortigen regionalen Strom- und Gasversorgern zusammengefasst.



Im Geschäftsjahr 2009 versorgte Central Europe – einschließlich wesentlicher Minderheitsbeteiligungen – rund 17 Millionen Kunden im In- und Ausland mit Strom und Gas, etwa je zur Hälfte in Zentraleuropa West und Zentraleuropa Ost.

### Pan-European Gas

E.ON Ruhrgas ist eine der führenden Gasgesellschaften in Europa und einer der größten privaten Erdgasimporteure der Welt. Kunden sind regionale und lokale Energieunternehmen sowie Industriebetriebe im In- und Ausland. Im Geschäftsjahr 2009 hat die Market Unit Pan-European Gas ihre Berichterstattung angepasst: Die Berichtssegmente Up-/Midstream und Downstream wurden durch die neuen Berichtssegmente Unreguliert und Reguliert ersetzt. Im Berichtssegment Unreguliert werden das Gashandelsgeschäft, das E&P-Geschäft und das Gasspeichergeschäft zusammengefasst. Das Berichtssegment Reguliert beinhaltet zum einen Energiebeteiligungen im europäischen Ausland (E.ON Ruhrgas International) und zum anderen das regulierte Transportgeschäft. Die Minderheitsbeteiligungen an kommunalen Gas- und Stromversorgern in Deutschland (Thüga) wurden zusammen mit Konsolidierungseffekten im Bereich Sonstiges/Konsolidierung ausgewiesen. Mit Wirkung zum 1. Dezember 2009 wurde die Thüga an ein kommunales Erwerberkonsortium verkauft.

Das Gasleitungsnetz von E.ON Gastransport und ihrer deutschen Projektgesellschaften umfasste zum Jahresende 11.600 km (Vorjahr: 11.552 km). 70 km Kokereigasleitungen sind im Besitz von E.ON Ruhrgas. Die Arbeitsgaskapazität aus

eigenen, im Gemeinschaftseigentum oder im Besitz von Projektgesellschaften befindlichen sowie angemieteten Untertage-Erdgasspeichern von E.ON Gas Storage belief sich auf rund 10 Mrd m<sup>3</sup> (in Deutschland: 6 Mrd m<sup>3</sup>).

### UK

E.ON UK ist für das Energiegeschäft in Großbritannien zuständig. Das regulierte Geschäft beinhaltet die Stromverteilung durch Central Networks. Zum unregulierten Geschäft zählen Stromerzeugung, Endkundengeschäft und der Bereich Energy Services. Das Erzeugungsgeschäft umfasst die Stromerzeugung, den Betrieb und die Wartung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie die Entwicklung beziehungsweise Betriebsführung von Kraftwerken. Im Endkundengeschäft werden Strom- und Gasdienstleistungen an Haushalts-, Geschäfts- und Industriekunden verkauft. Ende 2009 belieferte E.ON UK etwa 7,9 Millionen Kunden. Davon waren 7,4 Millionen Haushaltskunden und 0,5 Millionen Geschäftskunden.

### Nordic

E.ON Sverige führt das operative Geschäft in Nordeuropa. Das regulierte Geschäft umfasst die Strom- und Gasverteilung. Im unregulierten Geschäft sind im Wesentlichen die Stromerzeugung, die Wärmeerzeugung, das Endkundengeschäft in den Bereichen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung sowie Energy Services gebündelt. Ende des Jahres 2009 belieferte Nordic etwa eine Million Strom-, Gas- und Wärmekunden.

## US-Midwest

E.ON U.S. ist vor allem im regulierten Energiemarkt in Kentucky, USA, tätig. Das Geschäft wird von den beiden Gesellschaften Louisville Gas and Electric Company (LG&E) und Kentucky Utilities Company (KU) betreut. Die Aktivitäten umfassen Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -vertrieb. Zusätzlich bietet LG&E Dienstleistungen in der Gasverteilung innerhalb ihres Versorgungsgebiets an. LG&E und KU setzen Strom an rund 940.000 Kunden ab. Die Unternehmen beliefern unterschiedliche Kundengruppen wie Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden sowie Stadtwerke. Zusätzlich versorgt LG&E rund 321.000 Kunden mit Gas.

## Energy Trading

Energy Trading vereint unsere Risikomanagement-Aktivitäten beim Handel, insbesondere von Strom, Gas, Kohle, Öl, CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, unter einem Dach. Dies beinhaltet die Optimierung und den Eigenhandel. Dabei werden auch Marktpreisveränderungen und Risikopositionen im Rahmen unserer Risikomanagementsysteme und -limite bewusst genutzt. Bei Energy Trading werden seit dem 1. Januar 2009 auch die Ergebnisse der italienischen E.ON Energy Trading S.p.A. ausgewiesen, weil diese Aktivitäten seitdem ebenfalls zentral von Düsseldorf aus gesteuert werden. Die rechtliche Integration folgt planmäßig später.

## Neue Märkte

E.ON Climate & Renewables ist für die Steuerung und den weltweiten Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien – ohne große Wasserkraftaktivitäten – und Klimaschutzprojekte zuständig.

E.ON Russia Power ist für die Stromaktivitäten des E.ON-Konzerns in Russland verantwortlich. Das Geschäft in Russland konzentriert sich auf den Betrieb thermischer Kraftwerke in den grundsätzlich wachstumsstarken Industrieregionen Zentralrussland, Ural und Sibirien.

E.ON Italia führt unser Strom- und Gasgeschäft in Italien. Das operative Geschäft umfasst die Stromerzeugung, den Strom- und Gasvertrieb sowie die Gasverteilung. Am Jahresende 2009 lieferte E.ON Italia Strom und Gas an rund 800.000 Privat- und Geschäftskunden.

E.ON España ist für unser integriertes Energiegeschäft in Spanien verantwortlich. Ende 2009 wurden rund 700.000 Kunden mit Strom versorgt.

## Absatzmärkte und jeweilige Wettbewerbspositionen

### Central Europe

- Nr. 3 in der Stromerzeugung
- Nr. 1 im Strom-/Gasvertrieb
- Wesentliche Aktivitäten in Deutschland, Belgien, Frankreich, den Niederlanden, Ungarn, Tschechien, der Slowakei, Rumänien und Bulgarien

### Pan-European Gas

- Eine der führenden Gasgesellschaften in Europa
- Paneuropäisches Gasbezugsportfolio mit langfristigen Lieferverträgen mit Norwegen, Russland, den Niederlanden, Deutschland, Dänemark und Großbritannien

### UK

- Nr. 2 in der Stromerzeugung
- Nr. 3 im Strom-/Gasvertrieb
- Wesentliche Aktivitäten in Großbritannien

### Nordic

- Nr. 4 in der nordischen Stromerzeugung
- Nr. 3 im nordischen Stromvertrieb
- Wesentliche Aktivitäten in Schweden und Finnland

### US-Midwest

- Nr. 1 in der Stromerzeugung in Kentucky
- Nr. 1 im Strom-/Gasvertrieb in Kentucky
- Wesentliche Aktivitäten im Mittleren Westen der USA

### Neue Märkte

- Climate & Renewables  
Mit Aktivitäten in Deutschland, Frankreich, Polen, Schweden, Italien, Spanien, Portugal, Großbritannien und den USA zählt E.ON Climate & Renewables zu den größten Produzenten von Windenergie weltweit.
- Russia  
E.ON zählt zu den führenden thermischen Stromerzeugern in Russland.
- Italy and Spain  
In Italien und Spanien halten wir gute Marktpositionen.

## Strategie

E.ON ist mit seiner breiten geografischen Aufstellung und seinen starken Marktpositionen eines der führenden Energieunternehmen in Europa. Durch die Wachstumsschritte der vergangenen Jahre ist es uns gelungen, unsere Präsenz in Europa auszubauen, neue Märkte wie zum Beispiel Russland zu erschließen und eine führende Stellung im Bereich Erneuerbare Energien zu erlangen. E.ON besitzt damit eine ausgezeichnete Position, um den neuen Herausforderungen und Chancen im europäischen Marktumfeld erfolgreich zu begegnen.

Neben einer zuverlässigen und bezahlbaren Stromversorgung werden diese in den nächsten Jahren vor allem im Bereich des Klimaschutzes liegen. Darauf stellen wir uns mit allen unseren Geschäften ein und investieren zielgerichtet in eine klimafreundliche und effiziente Energieversorgung. Gleichzeitig werden wir mit unserem konzernweiten Effizienzsteigerungsprogramm PerformtoWin unsere Produktivität erhöhen, unsere Kosten senken und bis 2011 Ertragsverbesserungen in Höhe von 1,5 Mrd € realisieren.

Unsere Strategie stützt sich auf sechs Grundsätze:

- Wir sind im Strom- und Gasgeschäft entlang der gesamten Wertschöpfungskette tätig – in der Produktion, im Import und Großhandel sowie in der Verteilung und dem Endkundenvertrieb. Durch unser umfassendes Marktverständnis können wir auf allen Ebenen effizient agieren und generieren Mehrwert entlang der gesamten Wertschöpfungskette.
- Die Energieträger Strom und Gas sind eng miteinander verknüpft – insbesondere durch die zunehmend wichtigere Rolle von Gas in der Stromerzeugung und im Energiehandel sowie das steigende Angebot von integrierten Strom- und Gasprodukten auf der Vertriebsstufe. Unsere gute Positionierung in all diesen Geschäften eröffnet uns nennenswerte Synergiepotenziale und damit Wettbewerbsvorteile.
- Unsere internationale Größe und die bestehenden starken Marktpositionen sind ein entscheidender Wettbewerbsvorteil auf den liberalisierten Märkten und bilden eine solide Grundlage für eine sichere Energieversorgung unserer Kunden sowie für die erforderlichen umfangreichen Investitionen in eine klimafreundliche Stromerzeugung.
- Wir wachsen auch außerhalb unserer angestammten Kernmärkte (Deutschland, Großbritannien, Schweden). Dies erschließt uns zusätzliche Wachstumspotenziale und ist erforderlich, um in dem sich konsolidierenden europäischen Energiemarkt nachhaltig erfolgreich zu sein.
- Unsere große Erfahrung in allen Bereichen des Energiegeschäfts ist ein erheblicher Wettbewerbsvorteil, den wir im Rahmen von Best-Practice-Projekten konzernweit voll ausschöpfen.
- Offene und vom Wettbewerb geprägte Märkte sind die Grundlage für eine sichere und effiziente Energieversorgung. Ein integrierter europäischer Energiemarkt bietet uns ausgezeichnete Chancen, unsere Marktpositionen zu stärken und grenzüberschreitende Synergien zu nutzen.

## Energiepolitisches Umfeld

### International

Im Dezember 2009 hatten sich im Rahmen der Klimakonferenz der Vereinten Nationen in Kopenhagen mehr als 100 Staatsoberhäupter versammelt, um sich auf Strategien zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf maximal zwei Grad Celsius zu verständigen. Der gefundene Kompromiss bleibt jedoch vage in Bezug auf die konkrete Umsetzung, über die im Juni in Bonn und Ende 2010 in Mexiko weiter verhandelt werden soll. Einer der wichtigsten Verhandlungspunkte neben der Frage der Reduktionsziele für Treibhausgase war die Frage finanzieller Unterstützungen für Entwicklungsländer, um Maßnahmen gegen den Klimawandel finanzieren zu können. Für den Zeitraum 2010–2012 sollen durch die Industrienationen hierfür 30 Mrd US-\$ bereitgestellt werden. Anschließend soll 2020 ein internationaler Fonds mit einem Volumen von 100 Mrd US-\$ eingerichtet werden.

### Europa

Die EU-Kommission hat Anfang 2009 ein Konjunkturprogramm in Höhe von 5 Mrd € beschlossen. Damit soll der Ausbau der Gas- und Stromnetze ebenso gefördert werden wie einzelne Kraftwerksprojekte zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS). Die Mittelvergabe soll im Verlauf des Jahres 2010 erfolgen.

Die EU-Kommission, das Europäische Parlament und die Mitgliedsstaaten haben abschließend dem dritten Richtlinienpaket zugestimmt. Danach ist neben einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern (Strom/Gas) die Einsetzung eines Independent Transmission Operators (ITO) oder eines Independent System Operators (ISO) möglich. Das dritte Richtlinienpaket greift in alle Wertschöpfungsstufen ein und eröffnet den nationalen und europäischen Regulierungsbehörden weitreichende neue Eingriffsmöglichkeiten.

Daneben haben die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Rat das „Grüne Paket“ verabschiedet, mit dem die Klimaziele der EU erreicht werden sollen: Bis 2020 sollen im Vergleich zu 1990 20 Prozent des Energiekonsums der EU aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt und der Ausstoß von Treibhausgasen um 20 Prozent gesenkt werden. Die bisher kostenlose Zuteilung von Zertifikaten über das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) wird schrittweise durch Auktionen ersetzt. Stromerzeuger sind bereits ab 2013 verpflichtet, ihre Zertifikate vollständig über Auktionen zu erwerben. Die absolute Anzahl von Zertifikaten wird jährlich verringert. Industrien, die nicht unter das ETS fallen, müssen ebenfalls ihre Emissionen entsprechend den nationalen Zielen verringern. Ein Teil der Brennstoffe muss aus Erneuerbaren Rohstoffen kommen. Die CCS-Technologie soll gefördert werden.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien wird weiterhin politisch stark unterstützt. Die 2009 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Richtlinie mit der verbindlichen Zielsetzung, den Anteil Erneuerbarer Energien auf 20 Prozent am Gesamtenergieverbrauch zu steigern, bedeutet für den Strommarkt einen Anteil von rund 34 Prozent. Um diese Ziele zu erreichen, müssen die EU-Mitgliedsstaaten ihre nationale Förderpolitik der EU-Kommission im Rahmen von nationalen Aktionsplänen vorlegen. Hierdurch ist von einer Beibehaltung beziehungsweise Verbesserung der Förderpolitik der Mitgliedsstaaten auszugehen.

Insgesamt bleiben Entscheidungen über den Energiemix weiterhin den Mitgliedsstaaten überlassen. Angesichts des hohen Beitrags der Kernenergie zur Energieversorgung in der EU betonte der Rat die Notwendigkeit eines breiten Dialogs über die Chancen und Risiken der Kernenergie in der Gemeinschaft.

Ziel der EU-Kommission ist es, den Weg zu einer CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft zu gehen, insbesondere durch eine Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in der Stromversorgung und im Verkehrssektor – zum Beispiel durch die Entwicklung von Elektroautos. Hierzu beitragen soll auch die Schaffung eines europäischen Supernetzes für Strom und Gas. Darüber hinaus hat sie angekündigt, eine Energiestrategie für den Zeitraum bis 2050 zu entwickeln. Auch hierbei wird ein Augenmerk auf der Steigerung der Energieeffizienz und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien liegen.

## Deutschland

Die im September 2009 neu gewählte Bundesregierung aus den Parteien von CDU/CSU und FDP hat in ihrer Koalitionsvereinbarung das Ziel bekräftigt, die Erderwärmung auf maximal zwei Grad Celsius begrenzen zu wollen. Sie ist entschlossen, weiterhin Deutschlands Vorreiterrolle beim Klimaschutz und die Ziele des integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP), die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken, beizubehalten.

Schwerpunkt der Energiepolitik in der neuen Legislaturperiode ist unter anderem die Umsetzung des EU-Binnenmarktpakets in nationales Recht. Außerdem sollen die rechtlichen Rahmenbedingungen für eine flächendeckende Modernisierung der deutschen Energienetze zu intelligenten Netzen entwickelt werden.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien soll den bestehenden Zielvorgaben entsprechend weiter gefördert werden. Darüber hinaus sollen Erneuerbare Energien alsbald marktfähig gemacht werden. Auch die Strategie eines Stromverbundes mit Nordafrika für Sonnen- und Windenergie soll erarbeitet (zum Beispiel Desertec) sowie im Rahmen einer Energieaußenpolitik intensiv begleitet werden.

Die neue Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag bereit erklärt, die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Beachtung der strengen nationalen und internationalen Sicherheitsstandards zu verlängern. Ohne dieses zentrale energiepolitische Vorhaben sind laut Koalitionsvereinbarung die Klimaziele gefährdet und eine steigende Importabhängigkeit zu befürchten. Eine endgültige Vereinbarung zu den Voraussetzungen für eine verlängerte Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke, in der nähere Regelungen, beispielsweise über die Betriebszeiten einzelner Kraftwerke, das Sicherheitsniveau und die abschließende Mittelverwendung für die weitere Erforschung von Erneuerbaren Energien, festgelegt sind, muss allerdings erst noch erfolgen.

Die Bundesregierung will außerdem das Wettbewerbsrecht verschärfen. Hierzu ist eine Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vorgesehen, das unter anderem die Möglichkeit der Entflechtung marktbeherrschender Unternehmen als Ultima Ratio vorsieht.

Zudem soll sich Deutschland zu einem „Leitmarkt“ für Elektromobilität entwickeln, mit dem Ziel, bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrofahrzeuge in den Markt zu bringen. Hierzu hat die Bundesregierung angekündigt, eine breit angelegte und technologieoffene Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zu entwickeln, die alle alternativen Technologien und Energieträger mit einschließt. Auch auf europäischer Ebene soll die Entwicklung von Elektrofahrzeugen gefördert werden.

## Anreizregulierung

Gemäß der entsprechenden Verordnung hat die Anreizregulierung am 1. Januar 2009 begonnen. Auch die überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreiber wurden zum 1. Januar 2010 in die Anreizregulierung überführt. Die bisher noch kostenorientierten bestimmten Netzentgelte bilden die Ausgangsbasis für die Anreizregulierung. Danach haben die Netzbetreiber insgesamt zehn Jahre Zeit, um ihre Kosten auf das Niveau 100 Prozent effizienter Netzbetreiber zu senken. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ermittelte in einem bundesweiten Effizienzvergleich für die darin enthaltenen E.ON-Netzbetreiber bereits heute Effizienzwerte von im Durchschnitt nahezu 100 Prozent. Im Juli 2008 hat die BNetzA für die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung von 2009 bis 2013 die geltende Eigenkapitalverzinsung für Strom und Gas einheitlich auf 9,29 Prozent für Neuanlagen und 7,56 Prozent für Altanlagen festgelegt. Im Vergleich zum vorher geltenden Niveau sind die neuen Zinssätze im Gasbereich nahezu unverändert, während sie für den Strombereich eine Erhöhung darstellen.

## Gasnetzzugang

Der Gasnetzzugang hat sich durch die Einführung des Zweivertragsmodells und die Zusammenlegung von sogenannten Marktgebieten deutlich vereinfacht. Zu Beginn existierten



über 20 Marktgebiete in Deutschland. Seit dem 1. Oktober 2009 gibt es in Deutschland nur noch drei Marktgebiete für hochkalorisches Gas (H-Gas) und drei für niederkalorisches Gas (L-Gas). Das größte und liquideste H-Gas-Gebiet „NetConnect Germany“ umfasst dabei neben E.ON Gastransport und bayer-nets die neuen Mitglieder ENI/GVS und GRTgaz Deutschland. Dem gegenüber steht das zweite wesentliche H-Gas-Gebiet „Gaspool“. Dies ist ein wichtiger Schritt für den deutschen Gasmarkt und setzt damit eine Forderung der Bundesnetz-agentur zur deutlichen Reduktion der Marktgebiete um.

### Großbritannien

Mitte 2009 hat die britische Regierung ihren sogenannten „Low Carbon Transition Plan“ veröffentlicht, der beschreibt, wie Großbritannien bis 2020 34 Prozent seiner Treibhausgas-emissionen gegenüber 1990 reduzieren will. Gleichzeitig veröffentlichte die Regierung auch ihre Erneuerbare-Energien-Strategie. Mit ihrer Hilfe soll das Ziel, bis 2020 den Anteil Erneuerbarer Energien am britischen Energieverbrauch auf 15 Prozent zu steigern, erreicht werden. Im Januar 2008 veröffentlichte die britische Regierung das Weißbuch Kern-energie, das die Voraussetzungen für den Neubau von Kernkraftwerken in Großbritannien schafft. Es beinhaltet eine Reihe von Maßnahmen, um Planungsverfahren rechtlich abzu-sichern sowie zu beschleunigen und damit privaten Inves-toren Anreize für Neubau und Betrieb von neuen, modernen Reaktoren zu geben. Ziel ist, den Anteil der Kernkraft an der Stromversorgung aus Gründen des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit mindestens stabil zu halten.

Nach der Versteigerung von Kraftwerksstandorten im Frühjahr 2009 ging das Nuklearprogramm in die entscheidende Phase. Zehn potenzielle Kernkraftwerksstandorte wurden identifiziert und eine Gesetzesvorlage zur Beschleunigung und Vereinfachung des Planungsprozesses von Kernreaktoren erstellt, die 2010 noch vom Parlament zu verabschieden ist. Die Regie-rung hofft, die ersten Reaktoren bereits vor Ende dieses Jahr-zehnts in Betrieb nehmen zu können.

Im November 2009 wurde die Energy Bill in das Parlament eingebracht. Der Gesetzentwurf sieht unter anderem Maßnah-men zur Unterstützung von CCS-Demonstrationsprojekten in Großbritannien vor. Außerdem beinhaltet er Vorschläge zur Reduktion der Energiekosten für sozial benachteiligte Kunden und Klarstellungen zu den Kompetenzen der britischen Regu-lierungsbehörde.

Ferner wurden im Jahr 2009 die Entwürfe der sogenannten National Policy Statements (NPSs) veröffentlicht. Sie sind inte-graler Teil eines Systems, das Entscheidungsprozesse von nationaler Bedeutung – wie etwa den Netzausbau – verein-fachen und beschleunigen soll. Die NPSs sollen im Verlauf des Jahres 2010 verabschiedet werden.

Im Rahmen der Veröffentlichung des vorläufigen Haushalts-entwurfs durch das britische Finanzministerium im Dezember 2009 wurde eine Überprüfung des Strommarktes angekün-digt. Das britische Energieministerium (DECC) und das Finanz-ministerium wollen ihre gemeinsame Arbeit 2010 fortsetzen, um Rahmenbedingungen zu garantieren, die für den Verbrau-cher fair sind und notwendige Investitionen in emissions-arme Technologien ermöglichen. Darüber hinaus wird 2010 ein Fokus der Regierungsarbeit auf der Weiterentwicklung der Energieeffizienz sowie auf dem Ausbau Erneuerbarer Energien im Wärme- und im Strommarkt liegen. Im ersten Halbjahr des Jahres 2010 stehen Wahlen in Großbritannien an, deren Ergebnis auch die weitere Entwicklung des britischen Energie-marktes beeinflussen wird.

### Schweden

Im Februar 2009 hat die schwedische Regierung ein Konzept für eine nachhaltige Energie- und Klimapolitik beschlossen. Zentrales Ziel ist, den Weg aus der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern vorzubereiten, um den Ausstoß von Klima-gasen zu reduzieren und die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Im Mittelpunkt stehen die Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien in allen Bereichen und die Erhöhung der Energieeffizienz mit klaren Zielvorgaben bis 2020 für Erneuerbare Energien und Klimaschutz. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch soll auf 50 Prozent, im Trans-portssektor auf 10 Prozent erhöht werden. Die Energieeffizienz soll um 20 Prozent gesteigert und die Treibhausgasemissio-nen um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 gesenkt werden.

Bis 2020 soll der Wärmemarkt unabhängig von fossilen Ener-gieträgern werden. Im Verkehrssektor setzt das Programm insbesondere auf Hybridantrieb und Elektromobilität. Hier ist das Ziel, bis 2030 unabhängig von fossilen Energieträgern zu sein. Im Stromsektor will die Regierung aus Klimaschutz-gründen an der Kernenergie festhalten, gleichzeitig aber den Strommix diversifizieren, der bislang hauptsächlich auf Kernenergie und Wasserkraft beruht. Damit soll die Störungs-anfälligkeit reduziert und die Versorgungssicherheit erhöht werden. Neben einem signifikanten Ausbau der Windenergie und anderer Erneuerbarer Energien findet auch ein Schwenk in der Kernenergiepolitik statt. Der Ausstiegsbeschluss wurde formal aufgehoben und das seit nahezu 30 Jahren geltende Bauverbot für neue Kernkraftwerke revidiert. Die Möglichkeit, neue Kernkraftwerke zu bauen, soll auf bestehende Kraft-werksstandorte beschränkt bleiben.

### USA/Kentucky

Mit der Wahl des amerikanischen Präsidenten Obama gewinnt die Klima- und Energiepolitik an Bedeutung. In den nächsten zehn Jahren soll vor allem die Entwicklung sauberer und Erneuerbarer Energien gefördert werden. Mit einem Stimulie-rungspaket – dem „New Green Deal“ – soll die Förderung Erneuerbarer Energien finanziert werden.

Das Stimulierungspaket sieht etwa 17 Mrd US-\$ für die Förderung Erneuerbarer Energien vor. Gefördert werden vor allem der Netzausbau zur Integration Erneuerbarer Energien, Interkonnektoren und Maßnahmen zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien.

Das Paket sieht eine Förderung zur Entwicklung von intelligenten Stromnetzen von insgesamt rund 3,4 Mrd US-\$ vor. Dies soll dazu beitragen, dass etwa 20 Prozent des US-Marktes mit intelligenten Zählern (Smart Metern) ausgestattet werden.

Derzeit werden zwei Klimaschutzgesetzentwürfe diskutiert. Nachdem im Juni 2009 das Repräsentantenhaus die sogenannte Waxman Bill bereits verabschiedet hat, zögert sich die Verabschiedung durch den Senat noch hinaus. Dieser hat einen eigenen Entwurf vorgelegt. Eine Entscheidung über die Klimaschutzgesetze wird im ersten Halbjahr 2010 erwartet.

Beide Gesetzesvorhaben sehen ähnliche CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele bis 2020 vor. Die sogenannte Waxman Bill strebt eine Reduktion um 17 Prozent gegenüber 2005 an, was in etwa dem Emissionsniveau von 1990 entspräche. Der Senatsentwurf sieht eine Verringerung um 20 Prozent gegenüber 2005 vor. Beide Entwürfe beinhalten außerdem die Einführung eines Emissionshandelssystems, jedoch ist die genaue Ausgestaltung ebenso offen wie die Vorgaben für den Markt Erneuerbarer Energien. Allerdings wird CO<sub>2</sub> in den USA als Umweltverschmutzung deklariert. Deshalb werden alle Kosten in diesem Zusammenhang über den sogenannten Environmental-Recovery-Mechanismus im Rahmen der Regulierung vergütet.

Die Entgeltregulierung in den Vereinigten Staaten variiert stark zwischen einzelnen Bundesstaaten. Etwa zwei Drittel der Bundesstaaten, einschließlich Kentucky, orientieren sich nach wie vor an traditionellen kostenbasierten Regulierungsmodellen.

### Frankreich

Die in Frankreich eingesetzte sogenannte Champsaur-Kommission zur Neuordnung der Strommarktregulierung hatte im April 2009 ihren Bericht vorgelegt. Nach einer Übergangszeit im Jahr 2010 sollen die regulierten Tarife für mittlere und große Industriekunden abgeschafft werden. Die vollständige Abschaffung regulierter Tarife für große Industriekunden soll jedoch erst bis 2015 erfolgen. Wettbewerbern im französischen Strommarkt soll der Zugang zu Grundlastkapazitäten (insbesondere bei Kernenergie) gewährt werden. Die genauen Konditionen, zu denen dies erfolgen soll, sind noch offen. Die von der französischen Regierung vorgesehene Einführung einer CO<sub>2</sub>-Klimasteuer wurde im Dezember 2009 vom französischen Verfassungsgericht gekippt. Ein erneuter Vorschlag ist im Verlauf des Jahres 2010 zu erwarten.

### Italien

Im Januar 2009 wurde eine sogenannte „Anti-Krisen-Verordnung“ erlassen, die zum Ziel hat, die Großhandelspreise für Strom drastisch zu senken. Ob dieses Ziel tatsächlich erreicht wird, ist äußerst fraglich. Die Verordnung bewirkt im Gegenteil eine kurzfristige und grundsätzliche Veränderung des italienischen Stromgroßhandelsmarktes, die zu Risiken in der Stromvermarktung führen kann. Darüber hinaus werden dem Wirtschaftsministerium und Regulierer weitreichende Eingriffsbefugnisse ermöglicht. Außerdem ist eine Ausweitung der Informationspflichten vorgesehen.

### Spanien

Im Oktober 2009 hat die spanische Regierung ein königliches Dekret vorgeschlagen, das die nationalen Kohlekraftwerke verpflichten soll, inländische Kohle von der heimischen Bergbauindustrie abzunehmen und bei der Produktion einzusetzen. Dieses Konzept soll die heimische Kohleförderung schützen und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Dazu sollen den Betreibern nationaler Kohlekraftwerke ihre tatsächlichen Kosten auf Basis eines von der Regulierungsbehörde festgelegten Produktionsniveaus erstattet werden. Gleichzeitig müssen andere konventionelle Kraftwerke, die momentan wettbewerbsfähiger sind, ihre Stromproduktion zurückfahren oder ganz aussetzen. Dies gilt zum Beispiel für Anlagen, die mit Importkohle betrieben werden, oder für Gaskraftwerke. Die finale Fassung des königlichen Dekrets wurde im Februar 2010 verabschiedet und die Veröffentlichung soll kurzfristig erfolgen. Insgesamt erwarten wir hieraus für E.ON España keine negativen Auswirkungen.

### Russland

Der russische Energiemarkt befindet sich in vielfältiger Weise im Umbruch und ist in zwei Teilmärkte aufgeteilt: einen Markt für Strom und einen Markt für Erzeugungskapazitäten (Kapazitätsmarkt). Mittels des Strommarkts sollen die variablen Kosten (im Wesentlichen die Brennstoffkosten) vergütet werden. Die Kosten für die bereitgestellte Leistung (Fixkosten) sollen über den Kapazitätsmarkt gedeckt werden.

Der Energiemarkt war im Juli 2009 trotz der Finanzkrise und entsprechend den offiziellen Zusagen bereits zu 50 Prozent liberalisiert. Im Jahr 2010 ist eine weitere Marktöffnung von bis zu 80 Prozent vorgesehen.

Noch nicht abschließend geklärt ist die finale Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes. Nach dem aktuellen Diskussionsstand gelten für die Alt- und Neuanlagen übergangsweise unterschiedliche Regelungen. Die Altanlagen werden ab 2010 in einem liberalisierten Kapazitätsmarkt im Wettbewerb stehen. Neuanlagen, die im Rahmen einer vertraglichen Investitionsverpflichtung entstehen, erhalten für bis zu zehn Jahre eine gesicherte Kapazitätsvergütung. Nach zehn Jahren sollen beide Märkte zu einem einheitlichen Kapazitätsmarkt für Neu- und Altanlagen zusammengeführt werden. Die konkrete Ausgestaltung dürfte maßgeblichen Einfluss auf die Rentabilität unseres aktuellen und künftigen Kraftwerksparks haben. Dies gilt um so mehr, als die aufgrund der Wirtschaftskrise teils stark gesunkene Energienachfrage im russischen Markt zu einer relativen Verlangsamung des Strompreisanstiegs geführt hat und daher die relative Bedeutung der Kapazitätsvergütungen im Gesamtmarkt in den nächsten Jahren eher zunehmen wird.

### Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Weltwirtschaft befindet sich seit der zweiten Jahreshälfte 2009 nach dem schwersten Einbruch in der Nachkriegszeit in einer leichten Erholungsphase. Die Finanzkrise hatte im Jahr 2009 voll auf die Realwirtschaft durchgeschlagen. Nach Schätzungen des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) in Deutschland sank die weltweite Produktion 2009 um 1,1 Prozent. Hinter diesem Rückgang verbergen sich aber im Zeitablauf unterschiedliche regionale Entwicklungen mit einem Aufwärtstrend der Volkswirtschaften in Asien, einer leichten Stabilisierung in den USA und einem Produktionseinbruch in der EU. Abgebremst wurde der weltweite Abwärtstrend durch eine expansive Geldpolitik der Notenbanken und starke antizyklische staatliche Nachfrageprogramme. Der im Vergleich zum Vorjahr niedrige Ölpreis bremste ebenfalls die Abwärtsbewegung.

In den Industrieländern zeigte sich zum Jahreswechsel eine Stabilisierung der wirtschaftlichen Tätigkeit. So verlangsamte sich der Abschwung in den USA im Jahresverlauf dank staatlicher Ausgabenprogramme und eines aufgrund niedriger Importe höheren Außenbeitrages spürbar. Im dritten Quartal fungierte der private Konsum wieder als wichtigste Stütze. In den Ländern der EU zeigt sich ein ähnliches Bild: Abbremsung des Abschwunges zur Jahresmitte dank expansiver Geld- und staatlicher Ausgabenpolitik. Die Investitionstätigkeit sowie der private Konsum verharrten aber auf niedrigerem Niveau. Ein Grund für die stabile Konsumnachfrage war auch die sinkende Inflation. In Deutschland führte der weltweite Nachfragerückgang zu einem nach Angaben des SVR historisch einmalig hohen Rückgang der Exporte und der Ausrüstungsinvestitionen. Aber auch hier konnten staatliche Ausgaben, die

expansive europäische Geldpolitik sowie nationale Maßnahmen zur Stabilisierung des Arbeitsmarktes den Einbruch zur Jahresmitte stoppen.

In Großbritannien verschärfte sich der geschilderte allgemeine Trend in der ersten Jahreshälfte durch die Destabilisierung des Finanzsektors. Die empfundenen Vermögensverluste drosselten die private Konsumnachfrage. Sowohl die nordischen als auch die südlichen Volkswirtschaften folgten dem Trend der EU.

Die osteuropäischen Länder folgten aufgrund der hohen Abhängigkeit von Exporten in das übrige EU-Gebiet dem westeuropäischen Abwärtstrend. Verschärft wurde die Situation in einigen Ländern durch massive Kapitalflucht, sodass teilweise Hilfen des Internationalen Währungsfonds angenommen werden mussten.

Russland – als besonders abhängig von Einnahmen aus Rohöl- und Gasexporten – musste 2009 einen vergleichsweise starken Einbruch hinnehmen. Zusammen mit den wegbrechenden Brennstoffeinnahmen und einer Kapitalflucht ging auch der kreditfinanzierte Investitionsboom zu Ende.



## Branchensituation

Im Jahr 2009 ging der Primärenergieverbrauch in Deutschland stark zurück (das erreichte Verbrauchsniveau ist das niedrigste seit Anfang der 70er-Jahre des vergangenen Jahrhunderts). Nach vorläufigen Berechnungen sank der Energieverbrauch um 6,5 Prozent auf 453,1 Mio Tonnen SKE (Vorjahr: 484,5 Mio t SKE). Der gesamtwirtschaftliche Abwärtstrend wirkte sich besonders stark bei energieintensiven Industrien aus (Energieverbrauch sank stärker als das Bruttoinlandsprodukt).

Der Verbrauch an Mineralöl nahm um 5,8 Prozent ab und lag auf dem niedrigsten Stand seit der deutschen Wiedervereinigung, das Mineralöl blieb aber der mit Abstand wichtigste Energieträger in Deutschland. Der Erdgasverbrauch sank um 5,5 Prozent durch eine verminderte Nachfrage der Industrie und einen abnehmenden Einsatz in Kraftwerken. Steinkohle (-18,1 Prozent) war von der wirtschaftlichen Entwicklung am stärksten betroffen. Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken verringerte sich gegenüber dem Vorjahr um knapp 13 Prozent. Der Anteil von Braunkohle am Gesamtverbrauch stieg leicht. Insgesamt lag der Verbrauch jedoch durch den Rückgang der Lieferungen an Kraftwerke 2,8 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die Stromerzeugung aus Kernkraft (-9,6 Prozent) sank ebenfalls. Darüber hinaus produzierten Wasserkraftwerke (ohne Pumpspeicher) und Windkraftanlagen weniger Strom. Insgesamt konnten die Erneuerbaren Energien ihren Beitrag zur Deckung des Energieverbrauchs aber um 4 Prozent erhöhen. Zuwächse verzeichneten vor allem Biomasse und Fotovoltaik.

Primärenergieverbrauch 2009 in Deutschland		
Anteile in %	2009	2008
Mineralöl	34,6	34,3
Erdgas	21,7	21,6
Steinkohle	11,1	12,7
Braunkohle	11,4	10,9
Kernenergie	11,1	11,4
Erneuerbare Energien	9,1	8,2
Sonstige (einschließlich Außenhandels- saldo Strom)	1,0	0,9
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Quelle: AG Energiebilanzen (vorläufige Zahlen vom 21. Dez. 2009)

In England, Schottland und Wales wurden im Jahr 2009 rund 315 Mrd kWh (Vorjahr: 332 Mrd kWh) verbraucht. Der Gasverbrauch nahm (ohne den Einsatz in Kraftwerken) von 645 Mrd kWh im Jahr 2008 auf 597 Mrd kWh ab. Die wesentlichen Gründe für den Verbrauchsrückgang waren der wirtschaftliche Abschwung und Energiesparmaßnahmen.

In den nordeuropäischen Ländern wurden mit 375 Mrd kWh im Jahr 2009 rund 16 Mrd kWh weniger Strom verbraucht als im Vorjahr. Grund war die geringere Industrieproduktion infolge der Wirtschaftskrise. Der Netto-Stromimport aus den umliegenden Ländern betrug 8,6 Mrd kWh im Vergleich zu Netto-Stromexporten von 1,4 Mrd kWh im Vorjahr.

Der Stromverbrauch im Mittleren Westen der USA nahm im Jahr 2009 um rund 6 Prozent ab, der Gasverbrauch um etwa 5 Prozent. Dies ist vor allem auf die gesunkene Nachfrage der Industrie aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung und die im Vergleich zum Vorjahr mildere Witterung zurückzuführen.

Infolge der Auswirkungen der Wirtschaftskrise ging der Stromverbrauch in Russland im Vergleich zum Vorjahr um rund 5 Prozent zurück. Die gegenüber der ursprünglichen Prognose (7 Prozent) geringere Abnahme resultierte aus der beginnenden wirtschaftlichen Erholung und den ungewöhnlich niedrigen Temperaturen im vierten Quartal in ganz Russland.

Der Stromverbrauch in Italien nahm 2009 um 6,7 Prozent (bereinigt um Temperaturdifferenzen und die Zahl der Arbeitstage 6,5 Prozent) auf 316,9 Mrd kWh (Vorjahr: 339,5 Mrd kWh) ab. Der Gasverbrauch ging von 894,4 Mrd kWh um 8,1 Prozent auf 821,9 Mrd kWh zurück. Gründe waren Rückgänge bei der Stromerzeugung aus Gas und bei der Nachfrage aus der Industrie.

Der Stromverbrauch auf dem spanischen Festland lag im Jahr 2009 mit 252 Mrd kWh 4,5 Prozent (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt, 4,3 Prozent) unter dem Vorjahreswert. Der Gasverbrauch im Endkundengeschäft ging um 7,9 Prozent auf 241 Mrd kWh zurück.

## Energiepreisentwicklung

Im Jahr 2009 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa und Russland von vier wesentlichen Faktoren beeinflusst:

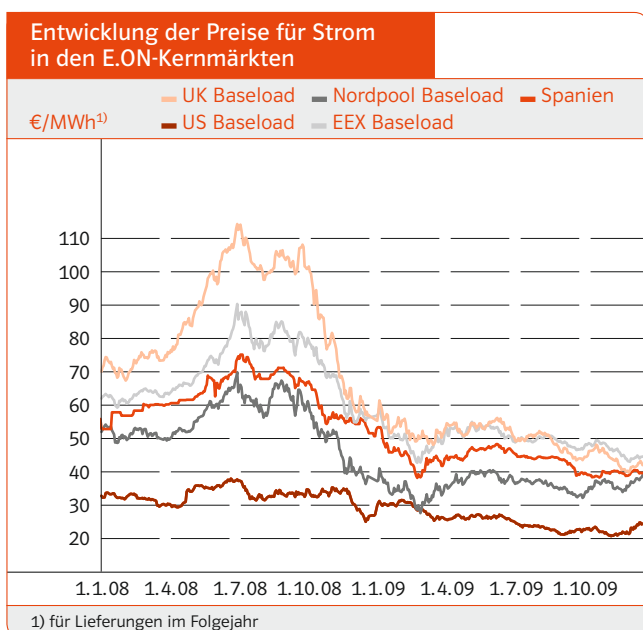
- den internationalen Rohstoffpreisen, insbesondere für Öl, Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate,
- der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung,
- den Wetterbedingungen und
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien und Russland.

Die Preise für Strom und einzelne Rohstoffe entwickelten sich in Europa nicht parallel. Nach Tiefständen im ersten Quartal für Strom und Rohstoffe erholten sich die Strom-, Öl-, Kohle- und CO<sub>2</sub>-Preise bis Mitte des Jahres. Die Gaspreise fielen kontinuierlich während des Jahres aufgrund eines großen Angebotes und einer rezessionsbedingt schwächeren Nachfrage. Die Gaspreise an den europäischen virtuellen Handelspunkten entkoppelten sich von den Preisen der ölgebundenen Importverträge. Gestützt durch eine optimistische Einschätzung der globalen Wirtschaftsentwicklung und durch eine robuste Nachfrage aus China stieg der Ölpreis deutlich und beendete das Jahr mit rund 78 US-\$ pro Barrel. In der zweiten Jahreshälfte gaben die Strompreise aufgrund eines stark rückläufigen Stromverbrauchs (vor allem in den energieintensiven Betrieben) wieder nach. Die europäischen Strompreise für Baseload-Lieferungen im Jahr 2010 haben sich zum Jahresende zunehmend angeglichen. Ausgehend von einem deutlichen Preisunterschied zwischen 57 € pro MWh (Deutschland) und 37 € (Skandinavien) lagen die Preise am Jahresende in Deutschland bei rund 45 €, in Skandinavien und Spanien bei rund 40 € und in Großbritannien bei 43 €.

In Skandinavien sind die Strompreise nicht nur wie im übrigen Europa durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie der allgemeinen Wirtschaftslage geprägt, sondern wegen des großen Anteils an Wasserkraft auch durch die Wasserstände in den Reservoirs. Die Wasserstände in den Reservoirs erreichten bis Mitte des Jahres ein sehr niedriges Niveau, normalisierten sich anschließend wieder und fielen zum Jahresende wieder stark ab. Die niedrigeren Wasserstände und das kalte Wetter am Jahresende stützten die Preise sowohl im Kurzfristhandel als auch im Handel für Lieferungen im Jahr 2010.

Die Großhandelsmärkte in Italien und Spanien sind noch nicht im vergleichbaren Umfang liquide wie in Nordwesteuropa. Die Preisentwicklung in Spanien verlief – geprägt von einer geringen Nachfrage – vergleichbar mit den nordwesteuropäischen Preisen und folgte insbesondere den Öl- und Kohlepreisen. Im September führten Informationen über ein neues Gesetz zur Förderung der einheimischen Kohle zusätzlich zu einem Preisverfall auf ein Niveau von rund 40 €, auf dem sich die Preise bis zum Jahresende hielten. In Italien ist allein der Kurzfristhandel für Lieferungen am nächsten Tag ausreichend liquide und aussagekräftig. Die italienischen Strompreise fielen, maßgeblich geprägt durch die Preisentwicklung von Gas und Öl und die wirtschaftliche Entwicklung. Der wirtschaftliche Abschwung und der damit einhergehende Nachfragerückgang wurden im dritten Quartal vorübergehend teilweise durch Kraftwerksausfälle und Netzengpässe zwischen den italienischen Marktzone ausgeglichen. Der monatliche Durchschnittspreis für Baseload-Lieferungen am nächsten Tag lag bei rund 83 € pro MWh im Januar, bei 67 € im September, und fiel bis zum Jahresende auf rund 57 €.

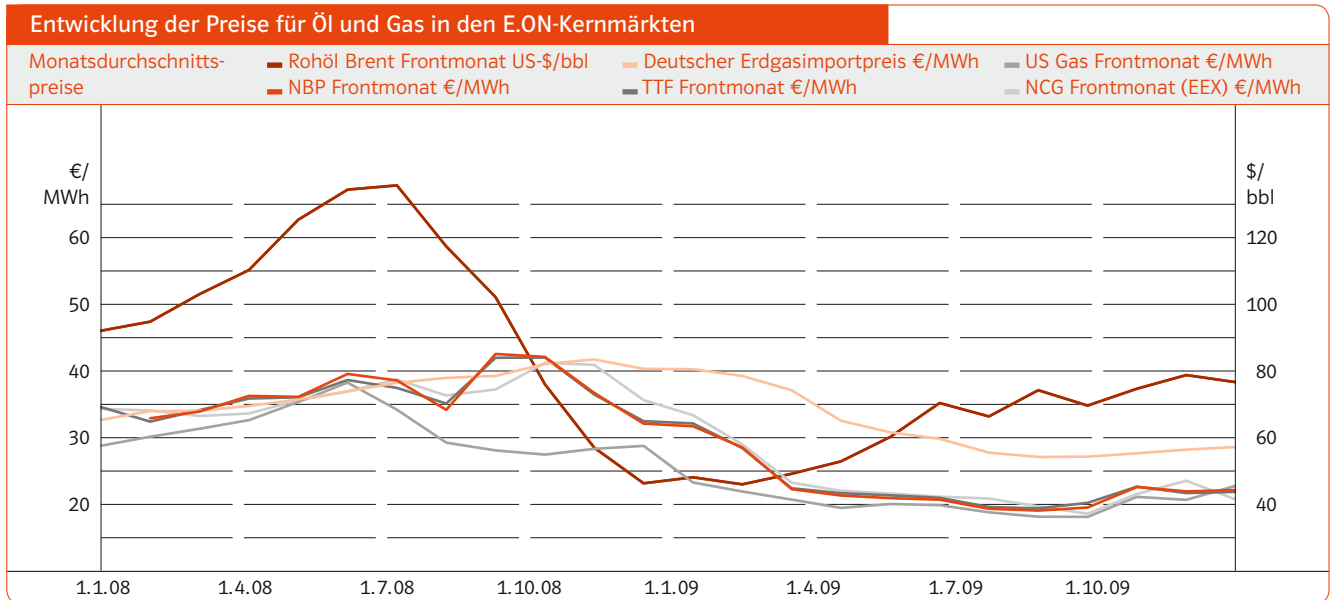
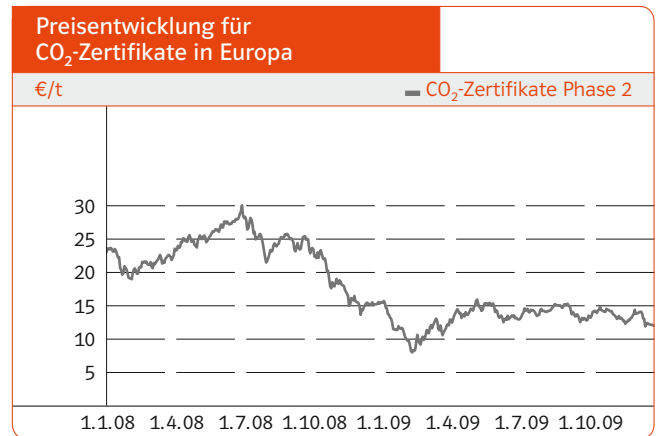
Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS waren maßgeblich geprägt durch die Rohstoffpreise und die wirtschaftliche Rezession. Sie sanken bis Mitte Februar auf einen historischen Tiefstand von rund 9 € je Tonne. Sie erholten sich bis Mitte des Jahres und gaben zum Jahresende wieder auf rund 13 € nach. Zum Jahresende drückten die Unklarheiten nach der Klimakonferenz von Kopenhagen und die Aussicht auf zusätzliche CO<sub>2</sub>-Zertifikate aus Auktionen in Großbritannien und in Deutschland (Letztere erstmals über die EEX) die Preise.



Sowohl der Gas- als auch der Strommarkt in den USA erlebten, geprägt durch die Rezession, ein Jahr mit den niedrigsten Preisen seit mehreren Jahren. Im Gasmarkt wurde der preis-senkende Effekt der Rezession und die damit bedingte schwache Nachfrage verstärkt durch ein zusätzliches Angebot an inländisch produziertem sogenanntem unkonventionellem Gas (zum Beispiel Gas aus Schiefergestein). Im Jahresvergleich ging die Stromnachfrage um 3,4 Prozent zurück. Durch den vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken folgte der Strompreis stark der Entwicklung der Erdgaspreise, wobei die Preise im Dezember durch das Wetter wieder anstiegen.

Die Preise auf dem russischen Strommarkt wurden 2009 wesentlich durch die globale Wirtschaftskrise und die Rohstoffpreise beeinflusst. In den zwei Preiszonen Europa und Sibirien ist im Juli die Liberalisierung planmäßig weiterge-führt worden mit dem Ziel einer vollständigen Liberalisierung bis zum Jahr 2011. Im August stieg der Strompreis in Sibirien nach der Havarie im Wasserkraftwerk Sayano-Shushenskaya kurzfristig auf 537 Rubel (ca. 12,50 €) pro MWh an. Durch netzseitige Gegensteuerungsmaßnahmen, überdurchschnitt-lich hohes Aufkommen aus den übrigen Wasserkraftwerken und aufgrund des rezessionsbedingt geringeren Strom-verbrauchs lag der Preis Ende September wieder auf dem

Niveau des ersten Halbjahres. Niedrige Temperaturen Mitte Dezember führten zu einem Verbrauchs- und Strompreisan-stieg, sodass der Administrator des Handelssystems für den europäischen Teil die Preishöhe begrenzte. Während des Jahres lagen die Stromverkaufspreise im liberalisierten Kurzfristhan-del als gewichtetes Mittel bei 630 Rubel (ca. 14,70 €) pro MWh in der Preiszone Europa sowie bei 410 Rubel (ca. 9,50 €) in der Preiszone Sibirien.



## Zurechenbare Kraftwerksleistung

Die zurechenbare Kraftwerksleistung im E.ON-Konzern hat sich mit 73.266 MW im Vergleich zum Jahresende 2008 (74.467 MW) nur geringfügig verändert (-2 Prozent).

Bei der Market Unit Central Europe nahm die zurechenbare Kraftwerksleistung leicht um 1 Prozent auf 28.407 MW (Vorjahr: 28.749 MW) ab.

Bei UK blieb die zurechenbare Leistung mit 10.330 MW gegenüber dem Vorjahr unverändert.

Die zurechenbare Kraftwerksleistung von Nordic lag bei 6.842 MW (Vorjahr: 7.229 MW). Die Verminderung gegenüber dem Vorjahr ist auf die Abgabe von Kraftwerken an Statkraft zurückzuführen. Dagegen kamen Kapazitäten durch Ertüchtigungsmaßnahmen in Kernkraftwerken und eine neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Malmö hinzu.

Die zurechenbare Kraftwerksleistung von US-Midwest lag mit 7.507 MW auf dem Vorjahresniveau.

Im Segment Neue Märkte haben wir eine zurechenbare Kraftwerksleistung von 20.180 MW (Vorjahr: 20.652 MW). Auf Climate & Renewables entfallen 2.957 MW (1.979 MW), auf Russia unverändert 8.264 MW, auf Italy 5.606 MW (7.056 MW) und auf Spain wie im Vorjahr 3.353 MW.

Bei Climate & Renewables stieg die zurechenbare Leistung um knapp 50 Prozent oder 978 MW, im Wesentlichen durch neue Kapazitäten in den USA.

In der Market Unit Italy nahm die zurechenbare Kraftwerksleistung durch die Abgabe von Kraftwerken an A2A um 1.450 MW gegenüber dem Jahresende 2008 ab.

Zurechenbare Kraftwerksleistung <sup>1)</sup>							
31. Dezember 2009 in MW	Central Europe	UK	Nordic	US-Midwest	Neue Märkte	E.ON-Konzern	
Kernenergie	8.555	-	-	-	-	8.555	
Braunkohle	852	-	-	-	-	852	
Steinkohle	6.272	-	-	-	-	6.272	
Erdgas	3.257	-	-	-	-	3.257	
Öl	1.095	-	-	-	-	1.095	
Wasserkraft	2.373	-	-	-	-	2.373	
Windkraft	9	-	-	-	198	207	
Sonstige	318	-	-	-	10	328	
<b>Inland</b>	<b>22.731</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>208</b>	<b>22.939</b>	
Kernenergie	-	-	2.770	-	-	2.770	
Braunkohle	69	-	-	-	1.412	1.481	
Steinkohle	3.963	4.910	-	5.267	1.965	16.105	
Erdgas	1.595	3.506	580	2.164	12.313	20.158	
Öl	-	1.300	1.487	-	296	3.083	
Wasserkraft	47	-	1.768	76	1.262	3.153	
Windkraft	2	-	-	-	2.669	2.671	
Sonstige	-	614	237	-	55	906	
<b>Ausland</b>	<b>5.676</b>	<b>10.330</b>	<b>6.842</b>	<b>7.507</b>	<b>19.972</b>	<b>50.327</b>	
<b>Summe</b>	<b>28.407</b>	<b>10.330</b>	<b>6.842</b>	<b>7.507</b>	<b>20.180</b>	<b>73.266</b>	

1) Im Jahr 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Vorjahreszahlen wurden dementsprechend angepasst.

**Strombeschaffung**

Im Jahr 2009 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 300,9 Mrd kWh um 5 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 317,6 Mrd kWh. Der Strombezug stieg demgegenüber um 77 Prozent auf 539,7 Mrd kWh. Mehr als 8 Prozent der Eigenerzeugung haben wir aus Erneuerbaren Energien gewonnen.

Die geringere Eigenerzeugung bei Central Europe ist entsprechend der Branchensituation auf den Nachfragerückgang infolge der Wirtschaftskrise sowie auf die Verringerung von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission (siehe Textziffer 4 des Anhangs zum Konzernabschluss) zurückzuführen. Der Anstieg des Strombezugs resultiert im Wesentlichen aus der erstmaligen Einbeziehung der Frankreich-Aktivitäten in den Konsolidierungskreis von E.ON Energie zum 1. Juli 2008.

Strombeschaffung <sup>1)</sup>																
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Eigenerzeugung	130,4	138,3	32,8	40,4	19,0	28,3	30,9	35,4	-	-	87,8	75,2	-	-	300,9	317,6
Bezug	260,6	251,4	48,8	52,5	27,3	28,3	3,3	2,9	578,8	347,2	40,3	21,4	-419,4	-399,3	539,7	304,4
Gemeinschaftskraftwerke	5,4	4,5	1,6	1,4	8,0	9,5	-	-	-	-	0,5	-	-	-	15,5	15,4
Energy Trading/Fremde	255,2	246,9	47,2	51,1	19,3	18,8	3,3	2,9	578,8	347,2	39,8	21,4	-419,4	-399,3	524,2	289,0
<b>Summe</b>	<b>391,0</b>	<b>389,7</b>	<b>81,6</b>	<b>92,9</b>	<b>46,3</b>	<b>56,6</b>	<b>34,2</b>	<b>38,3</b>	<b>578,8</b>	<b>347,2</b>	<b>128,1</b>	<b>96,6</b>	<b>-419,4</b>	<b>-399,3</b>	<b>840,6</b>	<b>622,0</b>
Eigenverbrauch, Netzverlust etc.	-13,0	-13,5	-3,6	-3,8	-1,8	-1,9	-1,8	-1,9	-	-	-4,5	-3,5	-	-	-24,7	-24,6
<b>Stromabsatz</b>	<b>378,0</b>	<b>376,2</b>	<b>78,0</b>	<b>89,1</b>	<b>44,5</b>	<b>54,7</b>	<b>32,4</b>	<b>36,4</b>	<b>578,8</b>	<b>347,2</b>	<b>123,6</b>	<b>93,1</b>	<b>-419,4</b>	<b>-399,3</b>	<b>815,9</b>	<b>597,4</b>

1) Im Jahr 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Vorjahreszahlen bei UK (92,8 Mrd kWh) und Konsolidierung (-385,8 Mrd kWh) wurden dementsprechend angepasst.

Die Market Unit UK erzeugte mit 32,8 Mrd kWh rund 19 Prozent weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahr (40,4 Mrd kWh). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf niedrigere Großhandelspreise für Strom und die geringere Nachfrage zurückzuführen, die den Betrieb einiger Kraftwerke weniger wirtschaftlich machten.

Im Jahr 2009 erzeugte Nordic 9,3 Mrd kWh weniger Strom in eigenen Kraftwerken. Aus Kernenergie wurde insbesondere wegen längerer Stillstände aufgrund von Revisionen deutlich weniger Strom erzeugt als im Vorjahr. Die geplanten Wartungs- und Modernisierungsarbeiten bei Oskarshamn 3 und Ringhals 1

verlängern die Lebensdauer und erhöhen die Kapazitäten der Kraftwerke. Die Erzeugung aus Wasserkraft lag im Wesentlichen durch den Verkauf von Kraftwerken an Statkraft im Rahmen der Vereinbarung zwischen E.ON und Statkraft ebenfalls unter dem Vorjahresniveau. Bereinigt um diese Transaktion lagen die Erzeugungsmengen aus Wasserkraft leicht über dem Vorjahreswert.

Bei US-Midwest nahm die Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken durch die gesunkene Nachfrage der Industriekunden und die im Vergleich zum Vorjahr mildere Witterung ab.

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung <sup>1)</sup>													
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Neue Märkte		E.ON-Konzern		
	2009	%	2009	%	2009	%	2009	%	2009	%	2009	%	
Kernenergie	63,3	48	-	-	8,5	45	-	-	-	-	71,8	24	
Braunkohle	6,7	5	-	-	-	-	-	-	9,4	11	16,1	5	
Steinkohle	40,2	31	12,7	39	-	-	30,3	98	9,2	10	92,4	31	
Erdgas/Öl	8,7	7	20,1	61	1,6	8	0,3	1	60,7	69	91,4	30	
Wasserkraft	6,9	5	-	-	8,1	43	0,3	1	3,2	4	18,5	6	
Windkraft	-	-	-	-	-	-	-	-	5,0	6	5,0	2	
Sonstige	4,6	4	-	-	0,8	4	-	-	0,3	-	5,7	2	
<b>Summe</b>	<b>130,4</b>	<b>100</b>	<b>32,8</b>	<b>100</b>	<b>19,0</b>	<b>100</b>	<b>30,9</b>	<b>100</b>	<b>87,8</b>	<b>100</b>	<b>300,9</b>	<b>100</b>	

1) Im Jahr 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Vorjahreszahlen wurden dementsprechend angepasst.



Im Segment Neue Märkte wurden 87,8 Mrd kWh (Vorjahr: 75,2 Mrd kWh) Strom in eigenen Kraftwerken erzeugt. Hiervon entfielen

- 5,2 Mrd kWh (3,2 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 53,9 Mrd kWh (56,7 Mrd kWh) auf Russia,
- 16,5 Mrd kWh (11,4 Mrd kWh) auf Italy und
- 12,2 Mrd kWh (3,9 Mrd kWh) auf Spain.

Climate & Renewables steigerte die Eigenerzeugung um 63 Prozent. 96 Prozent der Erzeugung stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken.

Russia hat mit ihren eigenen Kraftwerken rund 91 Prozent des Gesamtbedarfs von 59,2 Mrd kWh im Jahr 2009 gedeckt. Immer wenn es zur Deckung des Bedarfs ökonomisch sinnvoll war, wurde Strom bezogen.

Italy erzeugte mit 16,5 Mrd kWh 37 Prozent des Strombedarfs von 45,1 Mrd kWh in eigenen Kraftwerken. Der Vorjahreswert beinhaltet nur die Eigenerzeugung von E.ON Produktion ab Juli 2008, da die Gesellschaft im Zusammenhang mit der Übernahme von Endesa Europa erst seit dem zweiten Halbjahr 2008 einbezogen wird. 11,3 Mrd kWh wurden im Markt und zur Margenoptimierung an der italienischen Strombörse sowie 17,3 Mrd kWh vor allem für Vertriebsaktivitäten bei E.ON Energy Trading S.p.A. eingekauft.

Die Market Unit Spain erzeugte 70 Prozent des gesamten Strombedarfs von 17,4 Mrd kWh in eigenen Kraftwerken. Der deutliche Anstieg der Stromerzeugung um 8,3 Mrd kWh ist im Wesentlichen auf die vollständige Einbeziehung im Berichtszeitraum zurückzuführen. Im Vorjahr wurden die Aktivitäten erst seit dem zweiten Halbjahr einbezogen. Spain nutzte zudem den Vorteil von Gaszukaufen am Spotmarkt, um die Produktion der Gaskraftwerke zu erhöhen. Zusätzlich stand das Kraftwerk Los Barrios aufgrund von Emissionsminderungsmaßnahmen im Vorjahr zeitweise still.

## Gasbeschaffung

Im Geschäftsjahr 2009 bezog E.ON Ruhrgas rund 624,1 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Dies sind rund 8 Prozent weniger als im Vorjahr. Wichtigste Bezugsquellen waren Norwegen mit einem Anteil von 27 Prozent, Russland (26 Prozent), Deutschland (22 Prozent) und die Niederlande mit 15 Prozent. Die Bezugsverträge von E.ON Ruhrgas enthalten grundsätzlich Mindestabnahmeverpflichtungen. Im Jahr 2009 wurden die Mindestabnahmemengen aufgrund des rückläufigen Absatzes teilweise leicht unterschritten.

Die Gasproduktion von Pan-European Gas aus den Nordseefeldern nahm 2009 mit 1.420 Mio m<sup>3</sup> um rund 4 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu. Die Steigerung resultierte im Wesentlichen aus dem Produktionsstart im Gasfeld Rita im März 2009. Die Produktion von Öl und Kondensaten lag bedingt durch natürlichen Produktionsrückgang in älteren Feldern mit 5,5 Mio Barrel leicht unter dem Vorjahresniveau.

Upstream-Produktion			
	2009	2008	+/- %
Liquids/Öl (in Mio Barrel)	5,5	5,9	-7
Gas (in Mio Standard-m <sup>3</sup> )	1.420	1.360	+4
<b>Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)</b>	<b>14,4</b>	<b>14,4</b>	<b>-</b>

## Handelsvolumen

Im Beschaffungs- und Absatzprozess für den E.ON-Konzern handelte Energy Trading konzernextern die folgenden finanziellen und physischen Mengen:

Handelsvolumen		
	2009	2008
Strom (Mrd kWh)	1.240,3	878,5
Gas (Mrd kWh)	1.497,8	937,8
CO <sub>2</sub> -Zertifikate (Mio t)	500,9	103,1
Öl (Mio t)	69,1	46,0
Kohle (Mio t)	223,2	107,2

## Stromabsatz

Im Berichtszeitraum 2009 stieg der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern von 597,4 Mrd kWh im Vorjahr um 37 Prozent auf 815,9 Mrd kWh. Gründe waren das deutlich höhere Handelsvolumen, aber auch ein höherer Absatz unserer Aktivitäten im Segment Neue Märkte. Bereinigt um die deutlich höheren Handelsmengen lag der Stromabsatz etwa auf dem Vorjahresniveau.

Der Stromabsatz von Central Europe nahm - bereinigt um einen Effekt aus der Erstkonsolidierung der Frankreich-Aktivitäten in Höhe von rund 7 Mrd kWh - aufgrund von Nachfragerückgängen infolge der Wirtschaftskrise ab.

Bei UK sank der Stromabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden. Ursachen waren insbesondere verändertes Verbraucherverhalten, Energiesparmaßnahmen und die wirtschaftliche Rezession. Die Witterung hatte keine nennenswerte Auswirkung. Der Absatz von Strom an Industrie- und Geschäftskunden ging durch den wirtschaftlichen Abschwung deutlich zurück. Positiv wirkte sich jedoch aus, dass im Herbst die Kundenzahl erhöht werden konnte.

Nordic hat 10,2 Mrd kWh weniger Strom verkauft als im Vorjahr. Gründe hierfür sind vor allem die Stillstände im Kernenergiebereich und die Veräußerung von Wasserkraftkapazitäten an Statkraft.

Der Stromabsatz von US-Midwest lag 2009 unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Dies ist auf die im Vergleich zum Vorjahr mildere Witterung und den geringeren Absatz an Industrie- und Geschäftskunden infolge der Wirtschaftskrise zurückzuführen. Der Großhandelsabsatz sank aufgrund der niedrigeren Großhandelspreise und des wirtschaftlichen Abschwungs.

Stromabsatz <sup>1)</sup>																
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Privat- und kleinere Geschäftskunden	46,3	46,8	27,3	29,8	7,1	6,6	13,5	14,4	-	-	6,9	1,1	-	-	101,1	98,7
Industrie- und Geschäftskunden	75,3	82,0	16,4	17,6	10,8	10,6	13,4	13,9	-	-	10,1	6,7	-	-	126,0	130,8
Vertriebspartner	105,9	101,7	-	-	4,2	7,2	4,7	5,0	-	-	3,5	6,5	-	-	118,3	120,4
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	150,5	145,7	34,3	41,7	22,4	30,3	0,8	3,1	578,8	347,2	103,1	78,8	-419,4	-399,3	470,5	247,5
<b>Summe</b>	<b>378,0</b>	<b>376,2</b>	<b>78,0</b>	<b>89,1</b>	<b>44,5</b>	<b>54,7</b>	<b>32,4</b>	<b>36,4</b>	<b>578,8</b>	<b>347,2</b>	<b>123,6</b>	<b>93,1</b>	<b>-419,4</b>	<b>-399,3</b>	<b>815,9</b>	<b>597,4</b>

1) Im Jahr 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Vorjahreszahlen bei UK (92,8 Mrd kWh) und Konsolidierung (-385,8 Mrd kWh) wurden dementsprechend angepasst.

Im Segment Neue Märkte wurden 123,6 Mrd kWh (Vorjahr: 93,1 Mrd kWh) Strom abgesetzt. Hiervon entfielen

- 6,4 Mrd kWh (4,7 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 57,3 Mrd kWh (58,3 Mrd kWh) auf Russia,
- 44,2 Mrd kWh (24,7 Mrd kWh) auf Italy und
- 15,7 Mrd kWh (5,4 Mrd kWh) auf Spain.

wesentlicher Grund für den Zuwachs beim Stromabsatz. Darüber hinaus führte die Steigerung der Erzeugung zu zusätzlichen Verkäufen von 3,7 Mrd kWh, insbesondere am Großhandelsmarkt.

Die Market Unit Climate & Renewables verkaufte Strom ausschließlich in unregulierten Märkten und steigerte den Stromabsatz im Wesentlichen durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 36 Prozent.

### Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz lag im Berichtszeitraum um 9,1 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Grund war vor allem das deutlich höhere Handelsvolumen.

Im Jahr 2009 hat Russia 57,3 Mrd kWh Strom am Großhandelsmarkt abgesetzt. Trotz des allgemeinen Nachfragerückgangs im russischen Energiemarkt erreichte Russia damit nahezu den Vorjahresabsatz. Hierbei profitierte sie insbesondere von der hohen Auslastung des Kraftwerks Surgut in Sibirien.

Gasabsatz <sup>1)</sup>			
in Mrd kWh	2009	2008	+/- %
1. Quartal	191,7	227,4	-16
2. Quartal	107,3	152,3	-30
3. Quartal	128,8	122,9	+5
4. Quartal	181,3	184,4	-2
<b>Gesamtabsatz E.ON Ruhrgas AG</b>	<b>609,1</b>	<b>687,0</b>	<b>-11</b>
Übrige Beteiligungen	147,2	201,6	-27
Konzerninterner Absatz	-234,0	-233,9	-
<b>Pan-European Gas</b>	<b>522,3</b>	<b>654,7</b>	<b>-20</b>
Übrige Market Units	695,4	553,9	+26
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>1.217,7</b>	<b>1.208,6</b>	<b>+1</b>

Der Stromabsatz von Italy stieg vor allem durch die vollständige Einbeziehung im Berichtszeitraum. Er verteilte sich auf Privatkunden (4,3 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (6,6 Mrd kWh), Vertriebspartner (3,3 Mrd kWh), den Großhandelsmarkt (8,3 Mrd kWh) und E.ON Energy Trading S.p.A. (21,7 Mrd kWh). Darüber hinaus wirkten sich die Übertragung von Aktivitäten der E.ON Energy Trading S.p.A. auf Italy und eine gestiegene Kundenzahl positiv aus.

1) Im Jahr 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Vorjahreszahlen wurden dementsprechend angepasst.

Die Market Unit Spain steigerte ihren Stromabsatz von 5,4 Mrd kWh auf 15,7 Mrd kWh. E.ON España wird seit dem zweiten Halbjahr 2008 konsolidiert. Deshalb ist die vollständige Einbeziehung im Berichtszeitraum mit 6,6 Mrd kWh

Die Zunahme des Gasabsatzes bei Central Europe beruht im Wesentlichen auf der Erstkonsolidierung von bisher bei Pan-European Gas konsolidierten Gesellschaften in Rumänien zum 1. Januar 2009 sowie auf der Einbeziehung der Frankreich-Aktivitäten.

E.ON Ruhrgas setzte rund 609 Mrd kWh Gas im Geschäftsjahr 2009 ab. Damit wurde der Vorjahreswert von 687 Mrd kWh um 78 Mrd kWh oder rund 11 Prozent unterschritten. Mehr als ein Drittel des Absatzrückgangs war bedingt durch die konzerninterne Verlagerung von Lieferverträgen und die Einschränkung des Kurzfristhandels aufgrund unvorteilhafter Konditionen. Darüber hinaus haben sich die konjunkturellen Produktionsrückgänge in der ausländischen und deutschen Industrie, die E.ON Ruhrgas entweder direkt oder indirekt über die Ferngasgesellschaften oder Stadtwerke beliefert, negativ ausgewirkt. Ein Teil des Absatzrückgangs ist zudem auf eine deutliche Zunahme des Wettbewerbs auf dem Gasmarkt zurückzuführen. Im vierten Quartal 2009 nahm der Absatz um rund 3 Mrd kWh oder 2 Prozent gegenüber dem vierten Quartal 2008 ab. Dabei konnte der wettbewerbsbedingte Rückgang des Absatzes im Bereich der Ferngasgesellschaften und Stadtwerke durch einen Anstieg des Industriekunden- beziehungsweise Auslandsabsatzes teilweise kompensiert werden. Insgesamt entfielen rund 61 Prozent des Absatzes auf Ferngasgesellschaften und Ortsgasunternehmen, 15 Prozent auf direkte Industriekunden und 24 Prozent auf das Auslandsgeschäft. Der Gasabsatz der übrigen Mehrheitsbeteiligungen lag insbesondere durch die Übertragung der rumänischen Aktivitäten auf die Market Unit Central Europe unter dem Vorjahresniveau.

Der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm bei UK ab. Gründe waren vor allem verändertes Verbraucherverhalten, Energiesparmaßnahmen und die wirtschaftliche Rezession. Die Witterung hatte im Vergleich zu 2008 keine Auswirkungen. Der Gasabsatz an Industrie- und Geschäftskunden ging durch den wirtschaftlichen Abschwung deutlich zurück. Nach der Übertragung der Gaslieferverträge auf E.ON Energy Trading im Jahr 2008 wird kein Gas mehr an Energy Trading abgesetzt.

Der Gasabsatz von Nordic lag infolge des wirtschaftlichen Abschwungs und durch starken Wettbewerb um 10 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Wärmeabsatz stieg im Wesentlichen witterungsbedingt um 4 Prozent auf 7,9 Mrd kWh (Vorjahr: 7,6 Mrd kWh).

Bei US-Midwest nahm der Gasabsatz durch die verschlechterten wirtschaftlichen Bedingungen und die im Vergleich zum Vorjahr milde Witterung ab.

Im Segment Neue Märkte wurden 25,7 Mrd kWh (Vorjahr: 32,6 Mrd kWh) Gas bei Italy abgesetzt. Der Absatz verteilt sich auf Privatkunden (10,3 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (7,4 Mrd kWh), Vertriebspartner (2,4 Mrd kWh), Großhandelsmarkt (4,3 Mrd kWh) und E.ON Energy Trading S.p.A. (1,3 Mrd kWh). Der Absatzrückgang ist vor allem auf die Übertragung der E.ON Energy Trading S.p.A. auf die Market Unit Energy Trading Anfang 2009 zurückzuführen.

Gasabsatz (ohne Pan-European Gas) <sup>1)</sup>																
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		Summe	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Privat- und kleinere Geschäftskunden	58,1	45,7	52,8	54,7	0,2	0,2	5,9	6,4	-	-	10,3	7,6	-	-	127,3	114,6
Industrie- und Geschäftskunden	60,1	56,8	18,5	21,4	4,0	4,9	3,4	3,8	-	-	7,4	16,3	-	-	93,4	103,2
Vertriebspartner	22,9	23,8	-	-	-	-	3,2	3,4	-	-	2,4	4,5	-	-	28,5	31,7
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	5,0	3,9	-	34,6	0,4	-	0,1	0,3	753,8	493,6	5,6	4,2	-318,7	-232,2	446,2	304,4
<b>Summe</b>	<b>146,1</b>	<b>130,2</b>	<b>71,3</b>	<b>110,7</b>	<b>4,6</b>	<b>5,1</b>	<b>12,6</b>	<b>13,9</b>	<b>753,8</b>	<b>493,6</b>	<b>25,7</b>	<b>32,6</b>	<b>-318,7</b>	<b>-232,2</b>	<b>695,4</b>	<b>553,9</b>

1) Im Jahr 2009 wurde ein konzerneinheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Vorjahreszahl bei UK (112,4 Mrd kWh) wurde dementsprechend angepasst.

## Geschäftsentwicklung

Die Finanz- und Wirtschaftskrise hat im Jahr 2009 auch bei E.ON Spuren hinterlassen. Unter der Krise litt die Nachfrage für Strom und Gas, und auch bei unserem umfangreichen Investitionsprogramm mussten wir Abstriche machen. Darüber hinaus hatten die jeweiligen Währungsumrechnungseffekte bei unseren Market Units UK, Nordic und Russia im Geschäftsjahr 2009 negativen Einfluss auf unsere Ertragslage in der Berichtswährung Euro. Schließlich hat uns das politische Umfeld wieder vor große Herausforderungen gestellt. In diesem Zusammenhang zu erwähnen sind vor allem der Verkauf des Höchstspannungsnetzes und die Verringerung von etwa 5.000 MW Stromkapazitäten, um unsere Verpflichtungen gegenüber der EU-Kommission zu erfüllen.

Trotz der zum Teil widrigen Bedingungen in unserem Umfeld liegt ein wiederum erfolgreiches Geschäftsjahr hinter uns. Wir konnten wie erwartet beim Adjusted EBIT mit 9,6 Mrd € das hohe Vorjahresniveau erreichen. Der bereinigte Konzernüberschuss lag mit 5,3 Mrd € in der geplanten Größenordnung unter dem Vorjahreswert.

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2009 durchgeführt.

### Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2009

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

#### Unternehmenserwerbe

##### Yushno Russkoje

Im Oktober 2008 haben sich E.ON und Gazprom auf eine Beteiligung von E.ON am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje verständigt. Die Beteiligung am Gasfeld erfolgt durch die Übernahme von 25 Prozent minus drei Aktien an der Inhaberin der Förderlizenz.

##### Belgische Kraftwerkseinheit

Im Zuge der Umsetzung der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, diverse Stromkapazitäten in Deutschland abzugeben, hat E.ON im November 2009 von der belgischen Electrabel Anteile an einer Kraftwerkseinheit in Belgien vollständig übernommen.

#### Nicht fortgeführte Aktivitäten

##### WKE

E.ON U.S. betrieb durch Western Kentucky Energy Corp. (WKE), Henderson, Kentucky, USA, im Rahmen eines Leasingvertrags mit einer Gesamtlaufzeit von 25 Jahren die Kraftwerke eines genossenschaftlichen Stromerzeugers in West-Kentucky, USA, und eine kohlebefeuerte Anlage der Stadt Henderson, Kentucky, USA. Im März 2007 unterzeichnete

E.ON U.S. eine Aufhebungsvereinbarung. Der Vollzug der Vereinbarung erfolgte im Juli 2009.

#### Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

##### Endesa Europa/Viesgo

Im Zuge des Erwerbs der Endesa Europa/Viesgo-Aktivitäten wurde mit dem Minderheitsgesellschafter der E.ON Produktion, der A2A, vereinbart, den Minderheitsanteil im Wesentlichen gegen Gewährung von gesellschaftseigenen Kraftwerkskapazitäten der Market Unit Italy zu übernehmen. Die Abgangsgruppe wurde im Segment Neue Märkte ausgewiesen. Die Vereinbarung wurde im Juli 2009 vollzogen.

##### Vereinbarung EU-Kommission

Im Dezember 2008 wurde die Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, Stromkapazitäten in Deutschland zu verringern und das Höchstspannungsnetz in Deutschland abzugeben, wirksam. Hieraus wurde ein Veräußerungsgewinn von insgesamt rund 2,4 Mrd € erzielt. Einzelne Transaktionen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Vereinbarung EU-Kommission		
Transaktion	Erwerber	Ausführungsdatum
Div. Kraftwerke/ Kraftwerksanteile	Statkraft	31. Dez. 2008
Kraftwerksanteile Lippendorf/ Bexbach	EnBW	29. Mai 2009
Inn-Kraftwerke	Verbund	31. Aug. 2009
Div. Kraftwerke	GdF Suez/Electrabel	4. Nov. 2009
Kraftwerksanteile	EdF/EnBW	30. Dez. 2009
Kraftwerksanteil Mehrhum	SW Hannover	1. Jan. 2010
transpower	TenneT	Feb. 2010

Im Zuge der Abwicklung der Verträge mit EnBW und EdF wurden bereits die noch ausstehenden Anteile an der französischen Gesellschaft SNET in Höhe von 35 Prozent übernommen, sodass E.ON nunmehr alleiniger Gesellschafter ist.

##### Beteiligung an OAO Gazprom

Gazprom hat als Gegenleistung für die Beteiligung am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje die von E.ON mittelbar gehaltenen Aktien von Gazprom übernommen. Der Vollzug der betreffenden Verträge ist im Oktober 2009 erfolgt. Aus der Transaktion ergab sich ein Buchgewinn in Höhe von 1,8 Mrd €. E.ON hält noch 3,5 Prozent am Eigenkapital von Gazprom.

## Thüga

Im Jahr 2009 hat E.ON Verhandlungen über einen Verkauf der in der Market Unit Pan-European Gas gehaltenen Thüga-Gruppe an das kommunale Erwerberkonsortium Integra/Komr geführt. Die Transaktion wurde im Dezember 2009 vollzogen. Hieraus resultierte ein Veräußerungsgewinn von rund 0,3 Mrd €.

## Umsatzentwicklung

Im Jahr 2009 nahm der Umsatz im Vergleich zum Vorjahr um rund 5 Mrd € ab. Wesentlich Ursachen waren

- gesunkene Preise im Gashandelsgeschäft und der rückläufige Gasabsatz bei Pan-European Gas,
- Währungsumrechnungseffekte bei UK und Nordic sowie
- geringere Erzeugungsmengen aus Kern- und Wasserkraftwerken bei Nordic.

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Central Europe	41.419	41.135	+1
Pan-European Gas	20.640	27.422	-25
UK	10.097	11.051	-9
Nordic	3.348	3.877	-14
US-Midwest	1.843	1.880	-2
Energy Trading	41.251	31.760	+30
Neue Märkte	7.749	5.862	+32
Corporate Center	-44.530	-36.234	-
<b>Summe</b>	<b>81.817</b>	<b>86.753</b>	<b>-6</b>

## Central Europe

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz der Market Unit Central Europe um 0,3 Mrd € zu.

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Zentraleuropa West	39.715	38.640	+3
<i>Reguliert</i>	12.288	12.103	+2
<i>Unreguliert</i>	27.427	26.537	+3
Zentraleuropa Ost	5.323	4.999	+6
Sonstiges/Konsolidierung	-3.619	-2.504	-
<b>Central Europe</b>	<b>41.419</b>	<b>41.135</b>	<b>+1</b>

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert lagen die Umsatzerlöse im Wesentlichen aufgrund höherer Netzentgelte mit 12,3 Mrd € um 0,2 Mrd € über dem Vorjahresniveau.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert erhöhte sich der Umsatz um 0,9 Mrd €, wobei die Aktivitäten in Frankreich mit 1,7 Mrd € enthalten sind. Im Vorjahr wurden die Umsätze seit der Erstkonsolidierung zum 1. Juli 2008 im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung ausgewiesen. Mindernd wirkten sich mengenbedingt niedrigere Umsätze unter anderem infolge der Wirtschaftskrise und der Abgabe von Stromkapazitäten aus, die durch positive Preiseffekte an den Absatzmärkten nicht kompensiert werden konnten.

Die Umsatzerlöse des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost erhöhten sich um 0,3 Mrd € auf 5,3 Mrd €. Die positive Entwicklung ist im Wesentlichen auf die Einbeziehung des im Vorjahr bei Pan-European Gas konsolidierten Gasgeschäfts in Rumänien zurückzuführen.

Im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung sind die Umsätze vor allem infolge der geänderten Zuordnung der im Vorjahr mit sechs Monaten enthaltenen Frankreich-Aktivitäten um 1,1 Mrd € gesunken.

## Pan-European Gas

Der Umsatz der Market Unit Pan-European Gas sank um 25 Prozent auf 20,6 Mrd € (Vorjahr: 27,4 Mrd €).

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Reguliertes Geschäft	4.647	6.724	-31
Unreguliertes Geschäft	17.659	22.546	-22
Sonstiges/Konsolidierung	-1.666	-1.848	-10
<b>Pan-European Gas</b>	<b>20.640</b>	<b>27.422</b>	<b>-25</b>

Der Umsatz im regulierten Geschäft nahm um 2.077 Mio € beziehungsweise 31 Prozent gegenüber dem Vorjahr ab. Dabei wirkten sich Mengen- und Währungseffekte sowie Preiseffekte negativ auf die Umsätze der E.ON Földgáz Trade aus. Darüber hinaus verminderten sich die Umsätze durch den Abgang der E.ON Gaz România-Gruppe, die seit Jahresbeginn in der Market Unit Central Europe ausgewiesen wird. Das Transportgeschäft verzeichnete infolge einer Absenkung der Transportentgelte ebenfalls rückläufige Umsätze.

Der Umsatz im Bereich des unregulierten Geschäfts lag im Geschäftsjahr 2009 um 4.887 Mio € oder 22 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Die Umsatzerlöse des Gashandelsgeschäfts sanken durch gesunkene Preise und den rückläufigen Gasabsatz unter den Vorjahreswert. Die Umsätze im Upstream-Geschäft verblieben auf Vorjahresniveau. Ein preis- und mengenbedingter Rückgang der Umsätze in England und Norwegen konnte durch die erstmalige Berücksichtigung des Gasfeldes Yushno Russoje kompensiert werden.

## UK

Der Umsatz der Market Unit UK wurde wesentlich durch Umrechnungseffekte zwischen britischen Pfund und Euro beeinflusst und nahm im Vergleich zum Vorjahr um 954 Mio € ab. In der Landeswährung Pfund stieg der Umsatz dagegen um 2 Prozent gegenüber 2008.

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Reguliertes Geschäft	717	785	-9
Unreguliertes Geschäft	9.526	10.567	-10
Sonstiges/Konsolidierung	-146	-301	+51
<b>UK</b>	<b>10.097</b>	<b>11.051</b>	<b>-9</b>
in Mio £			
Reguliertes Geschäft	639	625	+2
Unreguliertes Geschäft	8.488	8.414	+1
Sonstiges/Konsolidierung	-131	-239	+45
<b>UK</b>	<b>8.996</b>	<b>8.800</b>	<b>+2</b>

Im regulierten Geschäft lag der Umsatz wegen des Wechselkurses (-85 Mio €) um 68 Mio € unter dem Vorjahresniveau.

Im unregulierten Geschäft ging der Umsatz insbesondere durch die Währungsumrechnungseffekte (-1.132 Mio €) um 1.041 Mio € zurück. In lokaler Währung nahm der Umsatz aufgrund der Preisentwicklung im Endkundengeschäft leicht zu.

Der unter Sonstiges/Konsolidierung ausgewiesene Umsatz betrifft nahezu ausschließlich Konsolidierungseffekte.

## Nordic

Der Umsatz der Market Unit Nordic sank im Vergleich zum Vorjahr um 529 Mio € beziehungsweise 14 Prozent. In lokaler Währung lag der Umsatz 5 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Reguliertes Geschäft	728	732	-1
Unreguliertes Geschäft	2.616	3.366	-22
Sonstiges/Konsolidierung	4	-221	-
<b>Nordic</b>	<b>3.348</b>	<b>3.877</b>	<b>-14</b>
in Mio SEK			
Reguliertes Geschäft	7.731	7.042	+10
Unreguliertes Geschäft	27.782	32.381	-14
Sonstiges/Konsolidierung	43	-2.126	-
<b>Nordic</b>	<b>35.556</b>	<b>37.297</b>	<b>-5</b>

Der Umsatz im regulierten Geschäft sank um 4 Mio € auf 728 Mio €. Grund hierfür waren negative Währungsumrechnungseffekte. In lokaler Währung lag der Umsatz um 10 Prozent über dem Vorjahresniveau. Ursachen waren vor allem verbesserte Abrechnungsprozesse und Tarifierhöhungen.

Im unregulierten Geschäft nahm der Umsatz vor allem wegen geringerer Absatzmengen aus Kern- und Wasserkraft um 750 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert ab. Dies war vor allem auf die Stillstände im Kernkraftbereich und die Veräußerung von Wasserkraftkapazitäten an Statkraft zurückzuführen. Darüber hinaus wirkten sich Währungsumrechnungseffekte negativ aus.

## US-Midwest

Im Berichtszeitraum sank der Umsatz der Market Unit US-Midwest wegen des wirtschaftlichen Abschwungs und der niedrigeren Großhandelspreise für Strom und Gas. Teilweise kompensierend wirkte sich der im Vergleich zum Vorjahr günstigere Wechselkurs zwischen Euro und US-Dollar aus.

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Reguliertes Geschäft	1.798	1.831	-2
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	45	49	-8
<b>US-Midwest</b>	<b>1.843</b>	<b>1.880</b>	<b>-2</b>
in Mio US-\$			
Reguliertes Geschäft	2.508	2.693	-7
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	62	71	-13
<b>US-Midwest</b>	<b>2.570</b>	<b>2.764</b>	<b>-7</b>

## Energy Trading

Der Umsatz der Market Unit Energy Trading betrug im Jahr 2009 rund 41 Mrd €. Die Umsatzerlöse des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Die Erhöhung ist im Wesentlichen auf die Ausweitung der Optimierungsaktivitäten nach der Zusammenführung der Handelsaktivitäten bei Energy Trading zurückzuführen.

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Eigenhandel	190	242	-21
Optimierung	41.061	31.518	+30
<b>Energy Trading</b>	<b>41.251</b>	<b>31.760</b>	<b>+30</b>

## Neue Märkte

Der Umsatz im Segment Neue Märkte stieg um 32 Prozent auf 7.749 Mio €.

Umsatz			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Climate & Renewables	466	439	+6
Russia	973	1.044	-7
in Mio Rubel	42.931	38.012	+13
Italy	4.964	3.828	+30
Spain	1.346	551	+144
<b>Neue Märkte</b>	<b>7.749</b>	<b>5.862</b>	<b>+32</b>

Der Umsatzanstieg um 6 Prozent bei Climate & Renewables ist im Wesentlichen auf den erheblichen Anstieg der Erzeugungskapazitäten - insbesondere in den USA - zurückzuführen. Dagegen führten Währungsumrechnungseffekte und niedrigere Preise in den USA zu einer Umsatzminderung.

Bei der Market Unit Russia wirkten sich die höheren Tarife im Strommarkt und Kapazitätenmarkt sowie die weitere Liberalisierung des Strommarktes positiv aus. Die deutliche Abwertung des Rubels wegen der Finanzkrise führte jedoch zu einem im Vergleich zum Vorjahr um 7 Prozent geringeren Umsatz.

Die starke Umsatzerhöhung bei der Market Unit Italy resultiert insbesondere aus der Einbeziehung der Erzeugungskapazitäten von E.ON Produktionen für das gesamte Jahr 2009. Im Vorjahr wurde die Gesellschaft erst in der zweiten Jahreshälfte konsolidiert.

Die Market Unit Spain steigerte ihren Umsatz um 795 Mio €. E.ON España wird seit Ende Juni 2008 in den Konzernabschluss einbezogen und trägt erst seit dem zweiten Halbjahr 2008 zum Umsatz bei. Die vollständige Einbeziehung im Berichtszeitraum war wesentlicher Grund für die Erhöhung (570 Mio €). Zusätzlich wirkte sich die Steigerung der Stromerzeugungsmenge positiv aus.

## Corporate Center

Der im Segment Corporate Center ausgewiesene Wert spiegelt insbesondere die konzerninterne Eliminierung der Umsätze der europäischen Market Units mit Energy Trading wider.

## Entwicklung weiterer wesentlicher Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen nahmen um 1 Prozent beziehungsweise 6 Mio € auf 532 Mio € (Vorjahr: 526 Mio €) zu.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 62 Prozent auf 24.961 Mio € (Vorjahr: 15.454 Mio €) gestiegen. Gründe waren insbesondere höhere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 10.849 Mio € (8.571 Mio €) und aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 7.473 Mio € (3.543 Mio €). Wesentliche Auswirkungen ergaben sich bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten, die die Effekte aus den erheblichen Preisschwankungen auf fast allen Märkten widerspiegeln. Diese betreffen im Wesentlichen die Kohle-, Öl- und Gaspositionen. Kompensierende Effekte fielen dagegen in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen an. Weitere Informationen zu den derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in Textziffern 30 und 31 des Anhangs. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Beteiligungen und Sachanlagen - vor allem durch die Verringerung von Stromkapazitäten im Rahmen unserer Verpflichtungszusage an die EU-Kommission - betrugen 5.309 Mio € (Vorjahr: 1.865 Mio €). In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen, Miet- und Pachterträge, Schrott- und Materialverkäufe sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Rückgang um 4.332 Mio € auf 62.087 Mio € (Vorjahr: 66.419 Mio €). Ursachen hierfür sind vor allem niedrigere Gasbezugskosten als im Vorjahr.

Der Personalaufwand erhöhte sich um 227 Mio € auf 5.357 Mio € im Jahr 2009. Dies resultiert hauptsächlich aus der erstmaligen Einbeziehung unserer Aktivitäten im Segment Neue Märkte.

Die Abschreibungen lagen mit 3.981 Mio € unter dem Vorjahreswert von 6.852 Mio €. Gründe hierfür sind hauptsächlich die im Vorjahr durchgeführten außerplanmäßigen Wertberichtigungen auf den Goodwill der Market Unit US-Midwest und auf den Goodwill beziehungsweise die übrigen Vermögenswerte der von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Höhe von insgesamt rund 3,3 Mrd €.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich um 11 Prozent beziehungsweise 2.266 Mio € auf 22.603 Mio € (Vorjahr: 20.337 Mio €). Dies ist im Wesentlichen auf höhere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 11.095 Mio € (Vorjahr: 7.879 Mio €) zurückzuführen. Dagegen verminderten sich die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten auf 5.701 Mio € (Vorjahr: 6.552 Mio €).

Bei einer Gesamtbetrachtung der sonstigen betrieblichen Erträge und Aufwendungen kompensieren sich die Effekte aus der Währungsumrechnung und aus derivativen Finanzinstrumenten. Dies zeigt die folgende Tabelle:

Darstellung der Nettoeffekte <sup>1)</sup>		
in Mio €	2009	2008
Erträge aus Währungskursdifferenzen	10.849	8.571
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	-11.095	-7.879
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	7.473	3.543
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	-5.701	-6.552
<b>Nettoergebnis</b>	<b>1.526</b>	<b>-2.317</b>
davon nachrichtlich aus Commodityderivaten (netto)	1.695	-2.342

1) weitere Details siehe Textziffer 7 des Anhangs

Die oben genannten Positionen sind hauptsächlich durch die Entwicklung der Commodity-Derivate geprägt.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen lag bei 941 Mio €, verglichen mit 912 Mio € im Jahr 2008.

### Entwicklung des Adjusted EBIT

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen sowie weitere nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (siehe auch Erläuterungen in Textziffer 33 des Anhangs).

Im Jahr 2009 lag das Adjusted EBIT 232 Mio € unter dem hohen Vorjahreswert. Hierbei wurden positive von negativen Effekten kompensiert. Einen Ergebnisanstieg verzeichneten wir

- bei den Segmenten Neue Märkte und Energy Trading sowie
- bei Central Europe im Netzgeschäft und durch die Einbeziehung der Frankreich-Aktivitäten sowie die Realisierung von Kostensenkungsmaßnahmen.

Ergebnismindernd wirkten dagegen

- der Rückgang des Gasabsatzes, der wettbewerbsbedingte Druck auf die Verkaufspreise und das rückläufige Ergebnis im Upstream-Geschäft bei Pan-European Gas,
- Währungsumrechnungseffekte bei UK und Nordic sowie
- geringere Erzeugungsmengen aus Kern- und Wasserkraftwerken bei Nordic.

Adjusted EBIT			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Central Europe	4.817	4.720	+2
Pan-European Gas	1.754	2.631	-33
UK	649	922	-30
Nordic	535	770	-31
US-Midwest	384	395	-3
Energy Trading	949	645	+47
Neue Märkte	862	90	+858
Corporate Center	-304	-295	-
<b>Summe</b>	<b>9.646</b>	<b>9.878</b>	<b>-2</b>

### Central Europe

Das Adjusted EBIT der Market Unit Central Europe lag um 97 Mio € über dem Vorjahreswert.

Central Europe				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2009	2008	2009	2008
Zentraleuropa West	5.799	5.325	4.586	4.213
Reguliert	1.701	1.512	1.064	853
Unreguliert	4.098	3.813	3.522	3.360
Zentraleuropa Ost	641	663	341	424
Sonstiges/Konsolidierung	39	278	-110	83
<b>Summe</b>	<b>6.479</b>	<b>6.266</b>	<b>4.817</b>	<b>4.720</b>

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert wirkten sich neben Effizienzsteigerungen vor allem höhere Netzentgelte positiv aus. Das Adjusted EBIT stieg um 211 Mio € über den Vorjahreswert von 853 Mio €.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert nahm das Ergebnis mit 3.522 Mio € um 162 Mio € gegenüber dem Vorjahr zu. Auswirkungen der Wirtschaftskrise, Stillstände von Kernkraftwerken, eine rückläufige Stromvertriebsmarge sowie entfallende Ergebnisbeiträge durch den Abgang von Stromkapazitäten belasteten das Ergebnis. Die erstmalige Berücksichtigung der Frankreich-Aktivitäten, positive Preiseffekte der Erzeuger sowie die Realisierung von Kostensenkungsmaßnahmen führten zu der insgesamt positiven Ergebnisentwicklung.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost lag mit 341 Mio € um 83 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Der positive Beitrag aus der Erstkonsolidierung der E.ON Gaz Romänien wurde durch ein rückläufiges energiewirtschaftliches Ergebnis in Ungarn, konjunkturbedingte Belastungen sowie negative Wechselkurseffekte mehr als kompensiert.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Sonstiges/Konsolidierung ging im Wesentlichen durch die Zuordnung der Frankreich-Aktivitäten zum Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert seit Januar 2009 sowie durch konjunkturelle Effekte um rund 190 Mio € zurück.



## Pan-European Gas

Das Adjusted EBIT von Pan-European Gas lag mit 1,8 Mrd € um 877 Mio € beziehungsweise 33 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Pan-European Gas				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2009	2008	2009	2008
Reguliertes Geschäft	918	866	761	683
Unreguliertes Geschäft	1.085	1.923	751	1.633
Sonstiges/Konsolidierung	272	324	242	315
<b>Summe</b>	<b>2.275</b>	<b>3.113</b>	<b>1.754</b>	<b>2.631</b>

Im regulierten Geschäft stieg das Adjusted EBIT um 78 Mio € beziehungsweise 11 Prozent auf 761 Mio €. Dies resultierte in erster Linie aus der positiven Ergebnisentwicklung des Bereiches E.ON Ruhrgas International. Hierzu trug maßgeblich ein höheres Beteiligungsergebnis aus assoziierten Unternehmen bei. Ergebnisbelastungen bei E.ON Földgáz Trade durch die Unterschreitung der vertraglichen Mindestbezugsgrenze aufgrund des Absatzrückgangs (Take-or-Pay) wurden durch regulierungsbedingte Ausgleichszahlungen für vorangegangene Verluste vollständig kompensiert. Die Erfassung der E.ON Gaz România-Gruppe bei der Market Unit Central Europe seit Jahresbeginn wirkte sich ergebnismindernd aus. Das Ergebnis des Transportgeschäfts verzeichnete einen leichten Rückgang im Vergleich zum Vorjahr. Belastungen infolge der Absenkung der Transportentgelte wurden durch ein gestiegenes Beteiligungsergebnis teilweise ausgeglichen.

Das Adjusted EBIT des unregulierten Geschäfts nahm um 54 Prozent beziehungsweise 882 Mio € ab. Diese Entwicklung ist in erster Linie auf das gesunkene Ergebnis des Gashandelsgeschäfts der E.ON Ruhrgas AG zurückzuführen. Belastet wurde das Ergebnis einerseits durch den wettbewerbsbedingten Druck auf die Verkaufspreise und andererseits durch den Rückgang des Gasabsatzes. Ebenfalls belastend wirkten sich die Ergebnisse der Speicherbeschäftigung aus. Der positive Effekt des im Jahr 2009 den Speichern entnommenen Gases war geringer als im Vorjahr. Die Dividende aus der Gazprom-Beteiligung war darüber hinaus niedriger als im Vorjahr. Auch das Upstream-Geschäft verzeichnete eine rückläufige Entwicklung. Der preisbedingte Rückgang des Ergebnisses in England und Norwegen konnte durch die erstmalige Einbeziehung des Gasfelds Yushno Russkoje nur teilweise kompensiert werden.

Im Bereich Sonstiges/Konsolidierung verringerte sich das Adjusted EBIT um 73 Mio €. Das Adjusted EBIT der Thüga lag auf dem Niveau des Vorjahres; Konsolidierungseffekte infolge konzerninterner Leistungsbeziehungen führten zu der rückläufigen Entwicklung.

## UK

Das Adjusted EBIT von UK ging um 273 Mio € beziehungsweise 30 Prozent zurück.

UK				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2009	2008	2009	2008
Reguliertes Geschäft	525	583	407	452
Unreguliertes Geschäft	613	894	308	555
Sonstiges/Konsolidierung	-58	-81	-66	-85
<b>Summe</b>	<b>1.080</b>	<b>1.396</b>	<b>649</b>	<b>922</b>
in Mio £				
Reguliertes Geschäft	468	464	363	360
Unreguliertes Geschäft	546	712	275	442
Sonstiges/Konsolidierung	-52	-64	-60	-68
<b>Summe</b>	<b>962</b>	<b>1.112</b>	<b>578</b>	<b>734</b>

Das Ergebnis im regulierten Geschäft lag in lokaler Währung auf dem Vorjahresniveau. Für den Ergebnisrückgang von 247 Mio € im unregulierten Geschäft waren vor allem die Übertragung von Aktivitäten auf Energy Trading (im Wesentlichen Gaslieferverträge) und niedrigere marktorientierte Transferpreise verantwortlich. Alle Geschäftsbereiche spiegeln aber operative Verbesserungen wider – einschließlich des Endkundengeschäfts, das zusätzlich eine Erholung der Margen verzeichnete.

## Nordic

Bei der Market Unit Nordic ging das Adjusted EBIT in der Berichtswährung um 235 Mio € beziehungsweise 31 Prozent zurück. Gründe hierfür waren vor allem geringere Stromabsatzmengen und Währungsumrechnungseffekte. In lokaler Währung sank das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr um 23 Prozent.

Nordic				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2009	2008	2009	2008
Reguliertes Geschäft	342	328	226	211
Unreguliertes Geschäft	514	801	348	594
Sonstiges/Konsolidierung	-5	-17	-39	-35
<b>Summe</b>	<b>851</b>	<b>1.112</b>	<b>535</b>	<b>770</b>
in Mio SEK				
Reguliertes Geschäft	3.633	3.158	2.401	2.026
Unreguliertes Geschäft	5.458	7.703	3.698	5.714
Sonstiges/Konsolidierung	-50	-170	-422	-336
<b>Summe</b>	<b>9.041</b>	<b>10.691</b>	<b>5.677</b>	<b>7.404</b>

Im regulierten Geschäft stieg das Adjusted EBIT um 15 Mio € beziehungsweise 7 Prozent. Höhere durchschnittliche Tarife und ein positiver Einmaleffekt im Rahmen der Rechnungsabgrenzung im Stromvertrieb waren die wesentlichen positiven Faktoren. Der vorrangige Grund für die Tariferhöhungen war die Deckung der hohen Investitionen in die Versorgungssicherheit. Teilweise kompensierend wirkten sich negative Währungsumrechnungseffekte aus.

Das Adjusted EBIT im unregulierten Geschäft sank im Vergleich zum Vorjahr aufgrund geringerer Absatzmengen aus Kern- und Wasserkraft um 246 Mio €. Ursache hierfür war eine geringere Stromproduktion. Zusätzlich wirkten sich Währungsumrechnungseffekte negativ aus.

### US-Midwest

Das Adjusted EBIT der Market Unit US-Midwest lag um 11 Mio € beziehungsweise 3 Prozent unter dem Vorjahreswert. Gründe hierfür waren geringere Absatzmengen und niedrigere Großhandelspreise. Teilweise kompensierend wirkten sich höhere Margen im Endkundengeschäft mit Strom und Gas aufgrund der Weitergabe von Kosten für Gas und andere Brennstoffe an Kunden und der im Vergleich zum Vorjahr günstigere Wechselkurs zwischen Euro und US-Dollar aus. In lokaler Währung sank das Adjusted EBIT um 46 Mio US-\$ oder 8 Prozent.

US-Midwest				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2009	2008	2009	2008
Reguliertes Geschäft	560	553	394	402
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	-8	-4	-10	-7
<b>Summe</b>	<b>552</b>	<b>549</b>	<b>384</b>	<b>395</b>
in Mio US-\$				
Reguliertes Geschäft	781	814	549	591
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	-11	-6	-14	-10
<b>Summe</b>	<b>770</b>	<b>808</b>	<b>535</b>	<b>581</b>

### Energy Trading

Das Adjusted EBIT der Market Unit Energy Trading von insgesamt 949 Mio € entfällt mit 825 Mio € auf den Optimierungsbereich, der im Wesentlichen der Risikobegrenzung und der Optimierung von Erzeugung und Produktion im E.ON-Konzern dient. Dieses Ergebnis spiegelt die seit dem Ende des Jahres 2008 stark positive Entwicklung, insbesondere durch die Optimierung im Gasbereich, wider. Zusätzlich wirkte

sich die Einbeziehung der italienischen Handelsaktivitäten positiv aus. Das Ergebnis im Eigenhandel lag mit 124 Mio € unter dem außergewöhnlich hohen Vorjahreswert.

Energy Trading				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2009	2008	2009	2008
Eigenhandel	127	180	124	179
Optimierung	834	469	825	466
<b>Summe</b>	<b>961</b>	<b>649</b>	<b>949</b>	<b>645</b>

### Neue Märkte

Das Adjusted EBIT im Segment Neue Märkte stieg erheblich auf 862 Mio €.

Neue Märkte				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2009	2008	2009	2008
Climate & Renewables	293	152	146	66
Russia	203	171	73	41
in Mio Rubel	8.959	6.234	3.209	1.502
Italy	821	157	540	-
Spain	227	30	103	-17
<b>Summe</b>	<b>1.544</b>	<b>510</b>	<b>862</b>	<b>90</b>

Die Market Unit Climate & Renewables konnte beim Adjusted EBIT im Wesentlichen wegen des deutlichen Anstiegs der Erzeugungskapazitäten erheblich zulegen.

Bei Russia stieg das Adjusted EBIT im Berichtszeitraum um 32 Mio € auf 73 Mio € an. Ursachen dafür waren vor allem die weitergehende Marktliberalisierung und Maßnahmen zur Kostensenkung. Positive Effekte aus im Jahr 2009 erzielten operativen Verbesserungen übertrafen positive Einmaleffekte aus der Währungsumrechnung, insbesondere aus dem vierten Quartal 2008.

Das Adjusted EBIT von Italy betrug 540 Mio €. Dieser starke Anstieg ist vor allem auf die Einbeziehung der Stromerzeugungskapazitäten von E.ON Produzione im gesamten Jahr 2009 und die erfolgreiche Neuverhandlung von Stromlieferverträgen zurückzuführen. Darüber hinaus belastete im Vorjahr die nicht zahlungswirksame Erfassung von frei zugeordneten CO<sub>2</sub>-Zertifikaten das Ergebnis.

Das Adjusted EBIT der Market Unit Spain von insgesamt 103 Mio € entfällt mit 60 Mio € auf den Erzeugungsbereich. Der im Vergleich zum Vorjahr deutliche Anstieg ist im Wesentlichen auf die vollständige Einbeziehung im Jahr 2009 zurückzuführen. Darüber hinaus belastete im Jahr 2008 die nicht zahlungswirksame Erfassung von frei zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikaten das Ergebnis. Zusätzlich profitierte Spain von höheren Margen im Erzeugungsgeschäft, die auch durch die Unterstützung beim Gaseinkauf durch E.ON Ruhrgas begünstigt waren.

## Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen mit 8,4 Mrd € beziehungsweise 4,41 € jeweils ganz erheblich über den Vorjahreswerten von 1,3 Mrd € und 0,69 €.

Konzernüberschuss			
in Mio €	2009	2008	+/- %
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>9.646</b>	<b>9.878</b>	<b>-2</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-2.177	-1.835	-
Netto-Buchgewinne	4.815	1.324	-
Restrukturierung/ Kostenmanagement	-443	-524	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-48	-6.260	-
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>11.793</b>	<b>2.583</b>	<b>+357</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-2.976	-834	-
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>8.817</b>	<b>1.749</b>	<b>+404</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-172	-128	-
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>8.645</b>	<b>1.621</b>	<b>+433</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>8.396</i>	<i>1.283</i>	<i>+554</i>
<i>Minderheitsanteile</i>	<i>249</i>	<i>338</i>	<i>-26</i>

Das wirtschaftliche Zinsergebnis ging in erster Linie durch die im Jahresverlauf durchschnittlich höhere Netto-Verschuldung um 342 Mio € zurück.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2009	2008
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-2.249	-1.893
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	72	58
<b>Summe</b>	<b>-2.177</b>	<b>-1.835</b>

Im Geschäftsjahr 2009 lagen die Netto-Buchgewinne um 3,5 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Dies ist maßgeblich auf die Abgabe von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission, den Verkauf der Thüga an ein kommunales Erwerberkonsortium und die Realisierung von Kursgewinnen aufgrund des Eintauschs von Gazprom-Aktien für die Beteiligung am Gasfeld Yushno Russkoje zurückzuführen.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind 2009 im Vergleich zum Vorjahr um rund 80 Mio € gesunken. Die Aufwendungen entfielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen auf Strukturmaßnahmen bei deutschen Regionalversorgern und auf Kosten in Verbindung mit der fortgeführten Umsetzung der im Jahr 2008 beschlossenen Konzernorganisationsstruktur.

Das sonstige nicht operative Ergebnis war vor allem durch die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten geprägt, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2009 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von rund 1,1 Mrd € gegenüber etwa -2,2 Mrd € im Vorjahr. Ferner wirkten sich bisher im Eigenkapital erfolgsneutral erfasste Effekte positiv aus, die im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen zu realisieren waren. Dagegen belasteten das Ergebnis vor allem das Bußgeld wegen angeblicher Marktabsprachen zwischen E.ON Ruhrgas und GdF Suez in Höhe von 553 Mio €, Wertberichtigungen auf Wertpapiere, Finanzanlagen und andere Vermögenswerte sowie Kosten im Zusammenhang mit einem Sturm in Kentucky zu Beginn des Jahres 2009. Im Jahr 2008 wurde das Ergebnis über die negativen Effekte aus der Derivatebewertung hinaus vor allem durch den Wertberichtigungsbedarf auf den Goodwill der Market Unit US-Midwest in Höhe von 1,5 Mrd € und auf den Goodwill beziehungsweise die übrigen Vermögenswerte der von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich in Höhe von 1,8 Mrd € belastet.

Der im Vergleich zu 2008 um 2.142 Mio € höhere Steueraufwand beruht im Wesentlichen auf dem Anstieg der latenten Steuern aus Derivateergebnissen. Dagegen ist die effektive Steuerquote von 32 Prozent im Jahr 2008 auf 25 Prozent im Jahr 2009 gesunken, da die 2008 vorgenommenen Wertminderungen des Goodwills (vergleiche Textziffer 14 des Anhangs) im E.ON-Konzernabschluss 2008 nicht zu steuerlichen Entlastungen führten.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält im Wesentlichen das Ergebnis der abgegebenen Gesellschaft Western Kentucky Energy (WKE), das gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen wird (siehe Erläuterungen in Textziffer 4 des Anhangs).

## Bereinigter Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss wird neben der operativen Geschäftsentwicklung durch Sondereinflüsse wie zum Beispiel die Marktbewertung von Derivaten geprägt. Mit dem bereinigten 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 Minderheitsanteilen). Darüber hinaus werden die Ergebnisse aus nicht fortgeführten Aktivitäten und aus der Erstanwendung neuer IFRS-Vorschriften nach Steuern und Minderheitsanteilen sowie außergewöhnliche Steuereffekte beim bereinigten Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Bereinigter Konzernüberschuss			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	8.396	1.283	+554
Netto-Buchgewinne	-4.815	-1.324	-
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	443	524	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	48	6.260	-
Steuern und Minderheitsanteile auf das neutrale Ergebnis	1.104	-1.171	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-20	-103	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	172	128	-
<b>Summe</b>	<b>5.328</b>	<b>5.597</b>	<b>-5</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 Controllingssystem ein, das die effiziente Verwendung unserer Finanzmittel gewährleistet.

Neben unserer wichtigsten internen Steuerungskennzahl Adjusted EBIT sind ROCE und Value Added weitere Kriterien zur Beurteilung der Wertentwicklung des operativen Geschäfts von E.ON. Für die periodische Erfolgskontrolle unserer Geschäftsfelder wird der ROCE den geschäftsspezifischen Kapitalkosten gegenübergestellt. Bei der Wertanalyse kommt neben dem ROCE als relativem Performance-Maß gleichzeitig der Indikator Value Added für den absoluten Wertbeitrag eines Geschäftsfelds 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.

Aufgrund nur geringfügiger Veränderungen von einzelnen Prämissen haben wir unsere Kapitalkosten für die periodische Beurteilung der Wertentwicklung unserer operativen Geschäfte im abgelaufenen Geschäftsjahr nicht angepasst. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern. Die angesetzte Kapitalstruktur entspricht für den E.ON-Konzern einem Verhältnis von 65 zu 35 Prozent. Dabei handelt es sich um eine Zielkapitalstruktur, die aus dem Marktwert des Eigenkapitals sowie der mit dem angestrebten Zielrating korrespondierenden Verschuldung abgeleitet wird.

Die Kapitalkosten vor Steuern lagen im abgelaufenen Geschäftsjahr unverändert bei 9,1 Prozent, während die Kapitalkosten nach Steuern 6,7 Prozent betragen. Die Renditeanforderungen für die einzelnen Segmente variierten für das abgelaufene Geschäftsjahr zwischen 8,7 Prozent und 10,4 Prozent.

Kapitalkosten		
	2009	2008
Risikoloser Zinssatz	4,5 %	4,5 %
Marktprämie <sup>1)</sup>	4,0 %	4,0 %
Beta-Faktor <sup>2)</sup>	0,88	0,88
<b>Eigenkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>8,0 %</b>	<b>8,0 %</b>
Steuersatz	27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern	11,0 %	11,0 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	5,7 %	5,7 %
Tax Shield (27 %) <sup>3)</sup>	1,5 %	1,5 %
<b>Fremdkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>4,2 %</b>	<b>4,2 %</b>
Anteil Eigenkapital	65,0 %	65,0 %
Anteil Fremdkapital	35,0 %	35,0 %
<b>Kapitalkosten nach Steuern</b>	<b>6,7 %</b>	<b>6,7 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>9,1 %</b>	<b>9,1 %</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 ROCE und Value Added

Der ROCE ist eine Kapitalrendite vor Steuern. Er misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft erzielten Erfolg auf das eingesetzte Kapital. Er wird als Quotient aus dem Adjusted EBIT und dem investierten Kapital (Capital Employed) berechnet.

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 einzelnen Geschäftsfelder abgezogen. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind.

Analog zum Vorjahr werden Marktbewertungen der übrigen Beteiligungen nicht im Capital Employed berücksichtigt. Damit soll eine konsistente Ermittlung der Wertentwicklung gewährleistet werden. Während die übrigen Beteiligungen in der Bilanz zu Marktwerten angesetzt werden, sind Veränderungen der Marktwerte nicht im Adjusted EBIT, sondern erfolgsneutral im Eigenkapital erfasst. Dies betrifft insbesondere unsere Anteile an Gazprom.

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

$$\text{Value Added} = (\text{ROCE} - \text{Kapitalkosten}) \times \text{Capital Employed}$$

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

Wertentwicklung		
in Mio €	2009	2008
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>9.646</b>	<b>9.878</b>
Goodwill, immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen <sup>1)</sup>	85.930	80.487
+ Beteiligungen	12.803	12.737
+ Vorräte	4.518	4.774
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.577	14.416
+ Übrige unverzinsliche Vermögenswerte inkl. aktiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	23.629	28.493
- Unverzinsliche Rückstellungen <sup>2)</sup>	7.595	7.784
- Unverzinsliche Verbindlichkeiten inkl. passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	44.498	50.304
- Bereinigungen <sup>3)</sup>	2.588	1.664
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten zum Stichtag</b>	<b>83.776</b>	<b>81.155</b>
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten im Jahresdurchschnitt<sup>4)</sup></b>	<b>82.459</b>	<b>76.367</b>
<b>ROCE</b>	<b>11,7 %</b>	<b>12,9 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>9,1 %</b>	<b>9,1 %</b>
<b>Value Added</b>	<b>2.144</b>	<b>2.902</b>

- 1) Nach Abschluss der Kaufpreisverteilung (siehe Textziffer 4 des Anhangs) sind für den Goodwill die endgültigen Werte angesetzt worden.  
2) 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.  
3) Bereinigungen bei der Ermittlung des Capital Employed betreffen die Marktbewertungen von übrigen Beteiligungen (unter Berücksichtigung latenter Steuerwirkungen) sowie betriebliche Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 für bestimmte Kaufverpflichtungen gegenüber Minderheitsgesellschaftern zu bilden sind. Die Bereinigung der Marktbewertungen bezieht sich insbesondere auf unsere Beteiligung an Gazprom.  
4) Um innerjährliche Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, ermitteln wir das durchschnittliche Capital Employed als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand sowie der Bestände an den drei Quartalsstichtagen. Das Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten betrug zum 31.3.2009 82.286 Mio €, zum 30.6.2009 82.405 Mio € und zum 30.9.2009 83.180 Mio €.

Wertentwicklung nach Geschäftsbereichen								
in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas <sup>1)</sup>		UK		Nordic	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Adjusted EBIT	4.817	4.720	1.754	2.631	649	922	535	770
÷ Capital Employed	22.171	19.310	17.638	17.594	8.947	10.101	6.098	6.948
= ROCE	21,7 %	24,4 %	9,9 %	15,0 %	7,3 %	9,1 %	8,8 %	11,1 %
Kapitalkosten <sup>2)</sup>	9,2 %	9,2 %	8,8 %	8,8 %	9,8 %	9,8 %	9,3 %	9,3 %
Value Added	2.771	2.935	194	1.091	-224	-71	-30	125

1) Im Capital Employed werden Marktbewertungen von übrigen Beteiligungen nicht berücksichtigt. Dies betrifft insbesondere unsere Beteiligung an Gazprom.  
2) vor Steuern

### Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2009

Trotz der wirtschaftlich schlechten Rahmenbedingungen konnte weiterhin eine positive Wertentwicklung des Konzerns verzeichnet werden. Der stabilen Entwicklung des Adjusted EBIT steht eine im Wesentlichen investitionsbedingt erhöhte Kapitalbasis gegenüber. Mit einem ROCE von 11,7 Prozent lagen wir im Jahr 2009 erneut erheblich über den Kapitalkosten vor Steuern. Der Value Added beläuft sich für das abgelaufene Geschäftsjahr auf 2.144 Mio €.

### Central Europe

Im vergangenen Jahr hat Central Europe mit 21,7 Prozent eine Rendite leicht unter dem Vorjahreswert, jedoch weiterhin deutlich über den Kapitalkosten erzielt. Der Value Added ist ebenfalls leicht gesunken. Der Rückgang ergibt sich vor allem durch einen Anstieg der Kapitalbasis, der unter anderem aus Veränderungen des Konsolidierungskreises sowie höheren Investitionen in Sachanlagen resultiert.

### Pan-European Gas

Im abgelaufenen Geschäftsjahr sind bei Pan-European Gas sowohl die Rendite als auch der Value Added deutlich gesunken. Einem deutlich gesunkenen Ergebnis steht eine investitionsbedingt leicht höhere Kapitalbasis gegenüber. Diese Ergebnisentwicklung wurde wesentlich durch preis- und mengenbedingte Ergebnisrückgänge, insbesondere im Gas-handels- sowie auch Upstream-Geschäft, getragen. Trotz der Veräußerung von Thüga-Aktivitäten zum 1. Dezember 2009 stieg die Kapitalbasis durch den Anteilserwerb am Gasfeld Yushno Russkoje sowie die Investitionen im Upstream-Bereich und in die gaswirtschaftliche Infrastruktur.

US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Corporate Center		E.ON-Konzern	
2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
384	395	949	645	862	90	-304	-295	9.646	9.878
6.260	6.537	527	868	19.067	15.596	1.751	-587	82.459	76.367
6,1 %	6,0 %	o.A.	o.A.	4,5 %	0,6 %	-	-	11,7 %	12,9 %
8,7 %	8,7 %	o.A.	o.A.	10,4 %	10,4 %	-	-	9,1 %	9,1 %
-163	-176	o.A.	o.A.	-1.125	-1.528	-	-	2.144	2.902

### UK

UK hat im vergangenen Jahr einen Rückgang des ROCE auf 7,3 Prozent zu verzeichnen und liegt damit unter den Kapitalkosten. Diese negative Entwicklung ist jedoch wesentlich auf den deutlichen Ergebnissrückgang aufgrund der internen Übertragung von Aktivitäten auf E.ON Energy Trading (vor allem Gaslieferverträge) zurückzuführen. Bereinigt um diesen außerordentlichen Effekt wurde im zugrunde liegenden operativen Geschäft die Rendite gegenüber dem Vorjahr verbessert und die Kapitalkosten verdient. Hierzu haben vor allem Effizienzsteigerungen im Vertriebsgeschäft beigetragen. Der deutliche Rückgang der Kapitalbasis in Euro ist fast ausschließlich durch die Veränderung der Währungskurse bedingt. In lokaler Währung liegt das Capital Employed nahezu auf Vorjahresniveau.

### Nordic

Bei der Market Unit Nordic kam es zu einer Abschwächung der Rendite gegenüber dem Vorjahr auf 8,8 Prozent. Damit liegt der Wert leicht unter dem Kapitalkostenniveau. Die Entwicklung des ROCE basiert hauptsächlich auf ergebnisseitigen Effekten wie der Abgabe von Wasserkraftkapazitäten im Rahmen der Statkraft-Transaktion und einem niedrigeren Produktionsvolumen aufgrund von Stillständen in der Kernenergie. Die rückläufige Entwicklung des gebundenen Kapitals ist hauptsächlich auf die Abgabe von Wasserkraftkapazitäten sowie Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen.

### US-Midwest

Der ROCE von US-Midwest ist gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Dies resultiert im Wesentlichen aus einer rückläufigen Kapitalbasis aufgrund des Goodwill Impairments im vergangenen Jahr. Die Kapitalbasis des zugrunde liegenden Geschäfts war durch ein fortgesetztes Wachstum der regulierten Anlagen gekennzeichnet. Ergebnisseitig konnten geringere Preise und Volumina nicht vollständig ausgeglichen werden.

### Energy Trading

Für die Market Unit Energy Trading sind die Kennzahlen ROCE und Value Added aufgrund der strukturellen Besonderheiten des Handelsgeschäfts nur sehr eingeschränkt aussagefähig und werden deshalb an dieser Stelle nicht ausgewiesen.

### Neue Märkte

Im Segment Neue Märkte ist der Anstieg der Kapitalbasis im Wesentlichen auf die erstmals ganzjährige Einbeziehung der Enel/Acciona-Assets sowie den Zubau von Kapazitäten bei E.ON Climate & Renewables zurückzuführen. Erwartungsgemäß werden sich die aus den langfristig ausgerichteten Investitionen resultierenden Ergebnissteigerungen und Wertbeiträge erst in den kommenden Jahren einstellen.

## Entwicklung der ausgabewirksamen und ökonomischen Investitionen

Im Jahr 2009 haben sich die ausgabewirksamen Investitionen auf 9,2 Mrd € um die Hälfte verringert. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen 8,4 Mrd € (Vorjahr: 9,0 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betragen 0,8 Mrd € gegenüber 9,4 Mrd € im Vorjahr.

Ausgabewirksame Investitionen			
in Mio €	2009	2008	+/- %
Central Europe	3.256	3.188	+2
Pan-European Gas	1.610	1.215	+33
UK	897	1.162	-23
Nordic	1.104	939	+18
US-Midwest	545	650	-16
Energy Trading	53	8	+563
Neue Märkte	1.881	3.305	-43
Corporate Center	-146	7.939	-
<b>Summe</b>	<b>9.200</b>	<b>18.406</b>	<b>-50</b>
<i>Ausland</i>	<i>6.644</i>	<i>15.415</i>	<i>-57</i>

Zur Ermittlung der ökonomischen Investitionen werden zu den ausgabewirksamen Investitionen übernommene Schulden und Werte aus dem Tausch von Vermögenswerten addiert.

Ökonomische Investitionen		
in Mio €	2009	2008
Ausgabewirksame Investitionen	9.200	18.406
Übernommene Schulden	-	3.464
Tausch von Vermögenswerten	2.794	4.366
<b>Summe</b>	<b>11.994</b>	<b>26.236</b>

Im abgelaufenen Geschäftsjahr investierte die Market Unit Central Europe 68 Mio € mehr als im Vorjahr. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 3.039 Mio € um 74 Mio € über dem Vorjahreswert. Auf die Stromerzeugung entfielen Auszahlungen von 1.737 Mio €. Die Steigerung von 271 Mio € gegenüber dem Vorjahr resultierte vor allem aus Investitionen in die 2009 erstmals konsolidierten Kraftwerksprojekte Malzenice und Plattling sowie in die Kraftwerksstandorte der französischen SNET-Gruppe, die 2008 nur sechs Monate einbezogen war. Im Bereich Netz lagen die Investitionen rund 200 Mio € unter dem Vorjahreswert. Dies war unter anderem auf geringere Ausgaben für die

Netzanbindung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee zurückzuführen. Die Beteiligungsinvestitionen lagen mit 217 Mio € um 6 Mio € leicht unter dem Vorjahresniveau (223 Mio €).

Die Investitionen in der Market Unit Pan-European Gas betragen 1.610 Mio €. Hiervon entfielen 1.117 Mio € (Vorjahr: 943 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 betragen 493 Mio € (272 Mio €). Die Beteiligungsinvestitionen sind auf Auszahlungen im Zusammenhang mit dem Anteilsverkauf am Gasfeld Yushno Russkoje sowie Einzahlungen in die Konzerngesellschaft MEON zurückzuführen.

Die Market Unit UK investierte im Jahr 2009 rund 864 Mio € (Vorjahr: 1.120 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. In Beteiligungen flossen 33 Mio € (42 Mio €). In lokaler Währung sanken die Investitionen um 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Ausgaben betrafen im Wesentlichen den Kraftwerkspark, einschließlich des Baus des Gaskraftwerks Grain, und Investitionen in das Netzgeschäft.

Nordic investierte insgesamt 165 Mio € mehr als im Vorjahr. In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte wurden 810 Mio € (Vorjahr: 923 Mio €) zur Instandhaltung und zum Ausbau der Kraftwerke sowie zur Verbesserung und zum Ausbau des Verteilungsnetzes investiert. Die Beteiligungsinvestitionen betragen 294 Mio € (16 Mio €). Der Wert im aktuellen Berichtszeitraum enthält eine Ausgleichszahlung an Statkraft in Verbindung mit der Übernahme der Minderheitsanteile an E.ON Sverige.

Die Market Unit US-Midwest investierte weniger als im Vorjahr, da Rauchgasreinigungsprojekte abgeschlossen wurden (Ghent 4 im Juni 2008 und Ghent 2 im März 2009) und geringere Ausgaben im Rahmen des neuen Kraftwerksblocks Trimble County anfielen.

Im Segment Neue Märkte wurden im Jahr 2009 rund 1,9 Mrd € investiert. Bei Climate & Renewables lagen die Investitionen mit 1.031 Mio € unter dem Vorjahresniveau von 1.484 Mio €. Der größte Teil entfiel auf große Windkraftprojekte in den USA.



Die Market Unit Russia investierte 403 Mio €, insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms. Die deutlich höheren Investitionen im Berichtszeitraum 2008 von 644 Mio € sind auf die Aufstockung der Anteile an der Kraftwerksgesellschaft OGK-4 zurückzuführen (246 Mio €). Die Investitionen bei Italy von 172 Mio € (Vorjahr: 860 Mio €) entfallen hauptsächlich auf die Instandsetzung des Wasserkraftwerks Terni und die Entschwefelungsanlage des Kraftwerks Monfalcone. Der hohe Vorjahreswert spiegelt die konzerninternen Übertragungen von Beteiligungen zum Aufbau der neuen Market Unit wider. Bei Spain lagen die Investitionen bei 275 Mio € und betrafen im Wesentlichen die beiden neuen Gaskraftwerke Escatrón und Algeciras sowie die Emissionsminderungsmaßnahmen am Kraftwerk Puente Nuevo.

Der hohe Vorjahreswert der Investitionen im Segment Corporate Center betraf vor allem die Akquisition des umfangreichen Beteiligungspakets von Enel/Acciona und Endesa mit Aktivitäten vornehmlich in Italien, Spanien und Frankreich.

## 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 des E.ON-Konzerns lag im Jahr 2009 um 34 Prozent über dem Niveau des Vorjahres.

Operativer Cashflow			
in Mio €	2009	2008	+/-
Central Europe	5.180	4.016	+1.164
Pan-European Gas	645	2.081	-1.436
UK	1.562	893	+669
Nordic	523	835	-312
US-Midwest	342	271	+71
Energy Trading	1.122	-1.452	+2.574
Neue Märkte	1.010	140	+870
Corporate Center	-1.330	-46	-1.284
<b>Operativer Cashflow<sup>1)</sup></b>	<b>9.054</b>	<b>6.738</b>	<b>+2.316</b>
Instandhaltungsinvestitionen	1.445	1.648	-203
Wachstums- und Ersatzinvestitionen, Akquisitionen/Sonstiges	7.755	16.759	-9.004
Cashwirksame Effekte aus Desinvestments	4.925	432	+4.493

1) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

Bei Central Europe übertraf der operative Cashflow das Vorjahresniveau deutlich. Die Übernahme des Gasgeschäfts in Rumänien, die ganzjährige Einbeziehung des Stromgeschäfts in Frankreich, Kosteneinsparungen, höhere Netzentgelte sowie Verbesserungen im Working Capital wirkten sich positiv auf den Cashflow aus. Diese positiven Effekte wurden unter anderem durch geringere Zinserträge teilweise kompensiert.

Der operative Cashflow der Market Unit Pan-European Gas sank im Geschäftsjahr 2009 im Vergleich zum Vorjahr deutlich. Insbesondere wirkten sich bei der E.ON Ruhrgas AG höhere Auszahlungen für Sicherungsgeschäfte und das insgesamt rückläufige Gasgeschäft sowie Steuerzahlungen als Einmal-effekte belastend auf den operativen Cashflow aus. Positive Effekte aus der Speicherbeschäftigung aufgrund deutlich geringerer Einspeicherungspreise konnten diese Entwicklung nicht kompensieren. Auch E.ON Földgáz Trade profitierte im Wesentlichen von günstigeren Einspeicherpreisen. Das von der EU-Kommission gegen E.ON Ruhrgas im Zusammenhang mit angeblichen Marktabsprachen verhängte Bußgeld in Höhe von 553 Mio € belastete den operativen Cashflow zusätzlich.

Bei der Market Unit UK lag der operative Cashflow 669 Mio € über dem Vorjahreswert. Dies ist im Wesentlichen auf Mittelzuflüsse durch Bewegungen im Working Capital zurückzuführen. Gründe waren operative Verbesserungen und sinkende Großhandelspreise, die sich durch den zeitlichen Abstand zwischen den Zahlungen für den Rohstoffeinkauf und den Zahlungseingängen der Kunden positiv auswirkten. Dagegen belasteten das im Vergleich zu 2008 deutlich niedrigere Adjusted EBIT und Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 186 Mio € den Cashflow.

Der starke Rückgang des operativen Cashflows der Market Unit Nordic ist vor allem auf geringere Absatzmengen infolge der Stillstände im Kernkraftbereich zur Wartung und Modernisierung der Anlagen und die Veräußerung von Wasserkraftkapazitäten an Statkraft zurückzuführen. Zusätzlich wirkten sich Steuerzahlungen im Zusammenhang mit Umstrukturierungsmaßnahmen und Währungsumrechnungseffekte deutlich negativ aus.

Bei der Market Unit US-Midwest stieg der operative Cashflow im Vergleich zum Vorjahr, insbesondere durch ein geringeres Working Capital infolge gesunkener Gaspreise. Dagegen wirkte sich die Beseitigung von Schäden des Sturms im ersten Quartal 2009 negativ aus.

Der operative Cashflow der Market Unit Energy Trading betrug 1.122 Mio €. Aufgrund der zentralen Stellung im Beschaffungs- und Absatzprozess des Konzerns ist der Cashflow erheblich von der Abrechnung der konzerninternen Leistungsbeziehungen geprägt. Der operative Cashflow im Jahr 2009 wurde positiv durch die Ergebnisentwicklung und konzerninterne Zahlungen beeinflusst. Der hohe negative Wert im Vorjahr resultierte aus Effekten im Working Capital infolge der Integrationsmaßnahmen, dem Bestandsaufbau von Emissionsrechten und konzerninternen Zahlungen.

Im Segment Neue Märkte lag der operative Cashflow deutlich über dem Vorjahreswert. Gründe waren die Einbeziehung der Endesa-Aktivitäten seit dem zweiten Halbjahr 2008, die gute operative Geschäftsentwicklung und eine Steuerrück- erstattung auf im Jahr 2008 getätigte Investitionen bei Spain.

Der operative Cashflow im Segment Corporate Center nahm im Vergleich zum Vorjahr erheblich ab. Dies resultiert zum einen aus höheren Zinszahlungen im Zusammenhang mit der Finanzierung unseres Investitionsprogramms und zum anderen aus geringeren konzerninternen Steuerverrechnungen.

<b>Kapitalflussrechnung des Konzerns (Kurzfassung)</b>		
<b>in Mio €</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Operativer Cashflow	9.054	6.738
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-3.399	-17.078
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-5.170	11.391
<b>Veränderung der Zahlungsmittel fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>485</b>	<b>1.051</b>
Liquide Mittel zum 31. Dezember	6.116	6.348

Der Cashflow aus Investitionstätigkeit betrug im Jahr 2009 -3.399 Mio € (Vorjahr: -17.078 Mio €). Der deutlich höhere Vorjahreswert war vor allem durch den Erwerb des Beteiligungspakets von Enel/Acciona und Endesa mit Aktivitäten vornehmlich in Italien, Spanien und Frankreich geprägt. Im Berichtszeitraum 2009 wirkte sich die Abgabe von Stromkapazitäten und der Verkauf der Thüga-Gruppe positiv aus.

Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit in Höhe von -5.170 Mio € (Vorjahr: 11.391 Mio €) spiegelt im Jahr 2009 insbesondere die Dividendenzahlung der E.ON AG und die Netto-Rückzahlung von Finanzverbindlichkeiten wider. Der hohe positive Vorjahreswert war vor allem auf die Netto-Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten zurückzuführen.

Weitere Informationen zur Kapitalflussrechnung befinden sich in Textziffer 29 des Anhangs zum Konzernabschluss.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2008 (-44.946 Mio €) sank unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 281 Mio € auf -44.665 Mio €. Der starke operative Cashflow und die Desinvestitionserlöse überstiegen im Jahr 2009 die hohen Sachanlageinvestitionen und die Dividendenzahlung der E.ON AG.

Bei der Herleitung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung berücksichtigen wir die Marktwerte (netto) der Währungs-derivate 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	31. Dezember	
	2009	2008
in Mio €		
Liquide Mittel	6.116	6.348
Langfristige Wertpapiere	3.670	5.017
<b>Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere</b>	<b>9.786</b>	<b>11.365</b>
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-35.579	-39.095
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-2.198	-1.963
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>-37.777</b>	<b>-41.058</b>
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>-27.991</b>	<b>-29.693</b>
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen <sup>1)</sup>	-6	1.988
Pensionsrückstellungen	-2.884	-3.559
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-15.050	-14.839
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.266	1.157
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung</b>	<b>-44.665</b>	<b>-44.946</b>
Adjusted EBITDA	13.526	13.385
<b>Debt Factor</b>	<b>3,3</b>	<b>3,4</b>

1) Hierin nicht enthalten sind Transaktionen aus operativem Geschäft und Assetmanagement.

Als E.ONs Zielkapitalstruktur wird ein Debt Factor von 3 definiert. Dieser leitet sich aus E.ONs Zielrating von „Single A flat“ (A/A2) ab. Ein Rating von A/A2 ermöglicht E.ON eine effiziente Kapitalstruktur, bietet uneingeschränkten Zugang zu allen Bereichen des Kapitalmarkts und einen Risikopuffer für nicht planbare Ereignisse. Ein Zielrating von A/A2 entspricht darüber hinaus den Ansprüchen an ein führendes Versorgungsunternehmen und stellt im Wettbewerbsvergleich eine gute Bonitätseinstufung dar. Nach den derzeitigen Methodologien der Ratingagenturen ist ein Debt Factor zwischen 2,8 und 3,3 mit einem Rating von A/A2 vereinbar.

E.ON steuert die Kapitalstruktur aktiv. Liegt der Verschuldungsfaktor deutlich über 3, ist strikte Investitionsdisziplin erforderlich. Zusätzlich werden Gegenfinanzierungskonzepte wie Portfoliomaßnahmen oder Kapitalerhöhungen genutzt.

Eine weitere Komponente von E.ONs Finanzstrategie ist der Zielwert für die Ausschüttungsquote und damit für die Dividende. Die jährliche Ausschüttungsquote soll sich in einem Korridor von 50 bis 60 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses bewegen. E.ON verfolgt seit Jahren eine stabile und kontinuierliche Dividendenpolitik, die wir auch über 2009 hinaus fortführen werden. Auf diese Weise sichern wir unseren Aktionären eine langfristige und werthaltige Investition, die sich durch eine stabile Rendite auszeichnet.

## Finanzstrategie

Sowohl Eigen- als auch Fremdkapital stellen für den E.ON-Konzern wichtige Finanzierungsquellen dar. E.ONs Finanzstrategie hat daher die Interessen der Aktionäre und der Fremdkapitalgeber gleichermaßen im Fokus.

Im Mittelpunkt der Finanzstrategie steht die Kapitalstruktur. Diese messen wir mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor). Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und dem Adjusted EBITDA. Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung schließt neben den Finanzschulden auch Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein.

## Finanzierungspolitik und -maßnahmen

E.ON verfolgt eine Finanzierungspolitik, die jederzeit Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen gewährleistet.

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.

Unsere Finanzierungspolitik basiert auf folgenden Prinzipien: Erstens wird eine möglichst breite Diversifikation der Investoren durch Nutzung verschiedener Märkte und Instrumente angestrebt. Zweitens werden die Anleihen mit solchen Laufzeiten ausgegeben, die zu einem möglichst ausgeglichenen Fälligkeitenprofil führen. Drittens werden großvolumige Benchmark-Anleihen mit kleineren, opportunistischen Anleihen kombiniert.

Im Herbst 2007 starteten wir unser Finanzierungsprogramm. Seitdem wurden von E.ON mehr als 27,4 Mrd € an Anleihen und Darlehen platziert. Die Emissionen bestanden aus einer Reihe von Benchmark-Anleihen in Euro, Pfund, US-Dollar, Schweizer Franken und schwedischen Kronen. E.ON hat ebenfalls kleinere Anleihen in unterschiedlichen Währungen begeben und weitere Finanzierungsmöglichkeiten wie zum Beispiel Schuldscheindarlehen genutzt. Rund 5,9 Mrd € der Platzierungen erfolgten 2007 und etwa 13,4 Mrd € im Jahr 2008. Mit einem zusätzlichen Emissionsvolumen von rund 8,1 Mrd € im Jahr 2009 haben wir unser Finanzierungsprogramm erfolgreich abgeschlossen.

Im Jahr 2009 (insbesondere im ersten Quartal) kam es auf den öffentlichen Kapitalmärkten zu teilweise schwierigen Marktphasen. E.ON besitzt in Relation zu anderen Unternehmen einen sehr guten Zugang zum Kapitalmarkt. Dennoch mussten auch wir Anfang 2009 deutlich erhöhte Kreditmargen trotz unseres stabilen A-Ratings akzeptieren. Dieser Entwicklung standen allerdings gesunkene Nominalzinsen gegenüber. E.ON gelang im ersten Quartal 2009 trotz der volatilen Marktbedingungen die Emission mehrerer Benchmark-Anleihen, stets mit signifikanter Überzeichnung. Dies unterstrich die nachhaltig hohe Attraktivität des E.ON-Konzerns für Investoren. Im weiteren Verlauf des Jahres 2009 war ein kontinuierliches Absinken der Kreditmargen zu beobachten. Es bleibt festzuhalten, dass sich aus der Finanzmarktkrise bisher insgesamt keine signifikanten Auswirkungen auf die Refinanzierungskosten des Konzerns ergeben haben.

Die schwerpunktmäßig im ersten Quartal 2009 zugeflossenen Mittel nutzte E.ON unter anderem für ein umsichtiges Liquiditätsmanagement und unterbreitete im Februar ein öffentliches Rückkaufangebot für die im Mai fällige 4,25-Mrd-€-Anleihe. Der Gesamtnennbetrag der vorzeitig erworbenen Schuldverschreibungen betrug 1,54 Mrd € oder 36 Prozent des Gesamtvolumens. Ende Mai 2009 wurde die fällige Anleihe planmäßig vollständig zurückgezahlt. Ferner wurden die im Jahr 2009 zugeflossenen Mittel genutzt, um unsere kurzfristigen Verbindlichkeiten in Form von Commercial Paper (CP) zu reduzieren.

Alle derzeit ausstehenden E.ON-Anleihen wurden mit Ausnahme der im Jahr 2008 begebenen US-Anleihe unter dem Dokumentationsrahmen des Debt-Issuance-Programms emittiert. Das Programm wurde im Dezember 2009 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert. Zu dieser Gelegenheit erfolgte eine Erhöhung des zulässigen Gesamtemissionsvolumens von 30 auf 35 Mrd €. Zum Jahresende 2009 standen im Rahmen des Debt-Issuance-Programms Schuldverschreibungen in Höhe von umgerechnet rund 27 Mrd € aus.

Die großen E.ON-Anleihen sind in relevanten Anleihen-Indizes enthalten, so zum Beispiel dem iBoxx Non-Financials und dem iBoxx Utilities. Die Auswahl der Anleihen, die für die Indexberechnung verwendet werden, unterliegt Auswahlkriterien wie zum Beispiel Rating, Laufzeit und Mindestvolumen.

Neben dem Debt-Issuance-Programm stehen uns ein europäisches CP-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. Das ausstehende CP-Volumen wurde im Vergleich zum Jahresende 2008 wesentlich reduziert und betrug Ende 2009 über beide Programme nur noch 1,5 Mrd € (Vorjahr: 7,3 Mrd €).

Finanzverbindlichkeiten			
in Mrd €	31. Dez. 2009	31. Dez. 2008	
Anleihen <sup>1)</sup>	29,0	25,3	
in EUR	18,3	17,5	
in GBP	4,8	3,1	
in USD	2,9	2,7	
in CHF	1,5	0,8	
in SEK	0,6	0,5	
in JPY	0,7	0,6	
in sonstigen Währungen	0,2	0,1	
Schuldscheindarlehen	1,4	1,3	
Commercial Paper	1,5	7,3	
Sonstige Verbindlichkeiten	5,9	7,2	
<b>Summe</b>	<b>37,8</b>	<b>41,1</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.

E.ON hat die 364-Tages-Tranche (Tranche A) der syndizierten Kreditlinie erfolgreich verlängert. Tranche A hat jetzt eine Laufzeit bis zum 25. November 2010 und wurde planmäßig von 7,5 auf 4 Mrd € reduziert, da aufgrund des ausgeglichenen Fälligkeitsprofils und sinkender Investitionen die Liquiditätserfordernisse zukünftig geringer ausfallen werden. Die langfristige Tranche (Tranche B) in Höhe von rund 5 Mrd € läuft unverändert bis zum 2. Dezember 2011. Die syndizierte Kreditlinie wurde im gesamten Jahr 2009 nicht in Anspruch genommen.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A beziehungsweise von A2 bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-1 (Standard & Poor's) und P-1 (Moody's). Die Bonitätsbeurteilungen beider Ratingagenturen entsprechen dem von E.ON angestrebten Ratingziel. In Veröffentlichungen beider Ratingagenturen im Dezember 2009 wurden das Langfrist- und Kurzfrist-Rating für E.ON von Standard & Poor's und Moody's jeweils mit stabilem Ausblick bestätigt.

Ratings der E.ON AG			
	Langfristiges Rating	Kurzfristiges Rating	Ausblick
Moody's	A2	P-1	stabil
Standard & Poor's	A	A-1	stabil

## Entwicklung der E.ON-Aktie

In einem volatilen Aktienmarkt lag der Kurs der E.ON-Aktie Ende des Jahres 2009 über dem Kurs zum Jahresende 2008 (+9 Prozent einschließlich wieder angelegter Dividende) und entwickelte sich damit leicht besser als der Branchenindex STOXX Utilities (+7 Prozent im selben Zeitraum). Im Vergleich zum deutschen Aktienindex DAX (+24 Prozent) und dem europäischen Aktienindex EURO STOXX 50 (+26 Prozent) entwickelte sich die E.ON-Aktie im Verlauf des Jahres 2009 allerdings schwächer.

E.ON-Aktie		
	31. Dez. 2009	31. Dez. 2008
Ergebnis je Aktie <sup>1)</sup> (in €)	4,41	0,69
Dividende je Aktie in €	1,50	1,50
Anzahl ausstehender Aktien in Mio	1.905	1.905
Jahresendkurs in €	29,23 <sup>2)</sup>	28,44 <sup>2)</sup>
Marktkapitalisierung in Mrd € <sup>3)</sup>	55,7	54,2

1) Anteil der Gesellschafter der E.ON AG  
2) Jahresendkurs am 30. Dezember  
3) auf Basis ausstehender Aktien

Die langfristigen Vermögenswerte erhöhten sich zum 31. Dezember 2009 im Vergleich zum 31. Dezember 2008 um 4 Prozent, vor allem durch Investitionen in Sachanlagen.

Die kurzfristigen Vermögenswerte nahmen dagegen um 18 Prozent ab. Gründe hierfür waren im Vergleich zum Vorjahr insbesondere niedrigere kurzfristige Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten und der Abgang von zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten.

Die Eigenkapitalquote liegt mit 29 Prozent vor allem aufgrund des erfreulichen Konzernergebnisses um 4 Prozentpunkte über dem Niveau von Ende Dezember 2008.

Die langfristigen Schulden stiegen um 4,4 Mrd € auf 70,8 Mrd €. Im Jahr 2009 platzierte E.ON erfolgreich langfristige Bonds mit einem Buchwert von rund 8 Mrd €. Dagegen wirkte sich die restlaufzeitbedingte Umgliederung von den lang- in die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten und der Abbau von betrieblichen Verbindlichkeiten mindernd aus.

Die kurzfristigen Schulden nahmen um 27 Prozent gegenüber dem Jahresende 2008 ab. Gründe hierfür waren im Wesentlichen die Tilgung von kurzfristigen Finanzschulden sowie der Abbau von betrieblichen Verbindlichkeiten.

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 2008: 35 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 102 Prozent (31. Dezember 2008: 96 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage befinden sich in den Textziffern 4 bis 26 des Anhangs zum Konzernabschluss.

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

Die trotz der schlechten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nur leicht unter dem hohen Vorjahresniveau liegenden Werte für das Adjusted EBIT und den bereinigten Konzernüberschuss, die weiterhin positive Wertentwicklung und die leicht verbesserten Finanzkennziffern belegen die solide wirtschaftliche Lage des E.ON-Konzerns im Geschäftsjahr 2009.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	31. Dez. 2009	%	31. Dez. 2008	%
Langfristige Vermögenswerte	113.068	74	108.717	69
Kurzfristige Vermögenswerte	39.568	26	48.107	31
<b>Aktiva</b>	<b>152.636</b>	<b>100</b>	<b>156.824</b>	<b>100</b>
Eigenkapital	43.955	29	38.444	25
Langfristige Schulden	70.828	46	66.425	42
Kurzfristige Schulden	37.853	25	51.955	33
<b>Passiva</b>	<b>152.636</b>	<b>100</b>	<b>156.824</b>	<b>100</b>

## Jahresabschluss der E.ON AG

Der Jahresabschluss der E.ON AG ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches und des Aktiengesetzes aufgestellt. Der Jahresüberschuss beträgt 3.834 Mio € nach 2.889 Mio € im Vorjahr. Nach Einstellung von 976 Mio € in die anderen Gewinnrücklagen ergibt sich ein Bilanzgewinn von 2.858 Mio €.

Bilanz der E.ON AG (Kurzfassung)		
in Mio €	31. Dezember	
	2009	2008
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	146	155
Finanzanlagen	38.341	27.564
<b>Anlagevermögen</b>	<b>38.487</b>	<b>27.719</b>
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	23.267	39.852
Übrige Forderungen	4.909	3.777
Liquide Mittel	2.025	415
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>30.201</b>	<b>44.044</b>
<b>Gesamtvermögen</b>	<b>68.688</b>	<b>71.763</b>
Eigenkapital	12.453	11.475
Sonderposten mit Rücklageanteil	384	393
Rückstellungen	4.954	4.194
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	46.345	42.902
Übrige Verbindlichkeiten	4.552	12.799
<b>Gesamtkapital</b>	<b>68.688</b>	<b>71.763</b>

Der Anstieg des Beteiligungsergebnisses der E.ON AG um 1.692 Mio € auf 6.689 Mio € ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass im Vorjahr Wertberichtigungen auf Finanzanlagen bei Tochtergesellschaften vorgenommen wurden, die das Beteiligungsergebnis entsprechend belasteten. Im Jahr 2009 beträgt die Gewinnabführung (einschließlich der Konzernsteuerumlagen) der E.ON Energie AG 4.004 Mio € und die der E.ON Ruhrgas Holding GmbH 3.073 Mio €.

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 369 Mio € auf -487 Mio € verschlechtert. Gründe hierfür sind insbesondere negative Effekte aus Finanzgeschäften.

Die Steuern beinhalten sowohl für das Geschäftsjahr 2009 als auch für das Vorjahr die laufenden Ertragsteuern und aperiodische Steuern für noch offene Betriebsprüfungszeiträume.

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON AG (Kurzfassung)		
in Mio €	2009	2008
Beteiligungsergebnis	6.689	4.997
Zinsergebnis	-1.195	-965
Übrige Aufwendungen und Erträge	-487	-118
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>5.007</b>	<b>3.914</b>
Steuern	-1.173	-1.025
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>3.834</b>	<b>2.889</b>
Gewinnvortrag	-	30
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-976	-62
<b>Bilanzgewinn</b>	<b>2.858</b>	<b>2.857</b>

Wir schlagen der Hauptversammlung am 6. Mai 2010 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 1,50 € je dividendenberechtigter Stückaktie auszuschütten. Damit können wir die Dividende insbesondere aufgrund der stabilen operativen Ergebnisentwicklung auf dem Vorjahresniveau halten. Auf diese Weise bleibt die E.ON-Aktie attraktiv für unsere Aktionäre.

Sofern sich bis zur Hauptversammlung die Anzahl der dividendenberechtigten Stückaktien durch Rückkauf eigener Aktien verringert, ist beabsichtigt, den Beschlussvorschlag in der Weise anzupassen, dass bei unveränderter Ausschüttung in Höhe von 1,50 € je dividendenberechtigter Stückaktie der auf die nicht mehr dividendenberechtigten Aktien entfallende Teilbetrag auf neue Rechnung vorgetragen werden soll.

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 162 bis 164.

## Entwicklung der Mitarbeiterzahlen

Am 31. Dezember 2009 waren im E.ON-Konzern weltweit 88.227 Mitarbeiter beschäftigt, rund 6 Prozent weniger als am Jahresende 2008. Hinzu kommen 2.556 Auszubildende sowie 330 Vorstände und Geschäftsführer. Die Veränderungen in den einzelnen Market Units sind weitestgehend auf die Restrukturierungen in Osteuropa, Großbritannien und Russland sowie Unternehmensveräußerungen zurückzuführen.

Mitarbeiter <sup>1)</sup>	31. Dezember		
	2009	2008	+/- %
Central Europe	48.126	44.142	+9
Pan-European Gas	3.143	9.827	-68
UK	16.098	17.480	-8
Nordic	5.570	5.826	-4
US-Midwest	3.119	3.110	-
Energy Trading	1.075	885	+21
Neue Märkte	7.976	9.214	-13
Corporate Center <sup>2)</sup>	3.120	3.054	+2
<b>Summe</b>	<b>88.227</b>	<b>93.538</b>	<b>-6</b>

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

Bei der Market Unit Central Europe ist die Belegschaftsentwicklung auf zwei Effekte zurückzuführen: In Rumänien wurden die Aktivitäten der Market Units Central Europe und Pan-European Gas bei Central Europe gebündelt. Dagegen führten Restrukturierungen in Zentraleuropa Ost zu einem Personalabbau.

Die Übertragung der etwa 6.000 Mitarbeiter in Rumänien auf Central Europe sowie die Veräußerung der Thüga begründen den deutlichen Rückgang der Mitarbeiteranzahl bei Pan-European Gas.

Bei der Market Unit UK führten Restrukturierungsmaßnahmen im Vertriebs- und Dienstleistungsbereich zu einem Rückgang der Mitarbeiteranzahl um 8 Prozent.

Die Belegschaftsverminderung der Market Unit Nordic wurde im Wesentlichen durch die Restrukturierungen im Bereich Kundendienst und Vertrieb verursacht.

Bei der Market Unit Energy Trading stieg die Zahl der Beschäftigten um 21 Prozent. Gründe für diesen Anstieg sind die Ausweitung des Geschäfts und damit verbundener Personalbedarf sowie die Übertragung der Trading-Aktivitäten in Italien auf Energy Trading.

Im Segment Neue Märkte waren gegenläufige Effekte für die Belegschaftsentwicklung ausschlaggebend: Bei den Market Units Russia und Italy nahm die Zahl der Mitarbeiter jeweils um 18 Prozent ab. Bei Russia resultiert dies überwiegend aus Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und bei Italy aus dem Verkauf von Kraftwerken sowie der Übertragung der Trading-Aktivitäten auf Energy Trading. Demgegenüber nahm die Belegschaft aufgrund des Wachstums bei der Market Unit Climate & Renewables um 22 Prozent zu.

## Geografische Struktur

Im Vergleich zum Vorjahr sank die Zahl der im Ausland beschäftigten Mitarbeiter (ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende) auf insgesamt 52.591 Mitarbeiter beziehungsweise 60 Prozent (Vorjahr: 57.134 Mitarbeiter oder 61 Prozent).



Mitarbeiter nach Regionen <sup>1)</sup>	
31.12.2009	
Deutschland	35.636
Großbritannien	17.179
Rumänien	6.772
Schweden	5.317
Ungarn	4.913
Russland	4.702
USA und Kanada	3.256
Tschechische Republik	2.735
Bulgarien	2.108
Weitere Länder <sup>2)</sup>	5.609

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

### Anteil weiblicher Mitarbeiter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2009 bei insgesamt rund 27 Prozent. Bei den Senior Managern stieg der Frauenanteil auf 12 Prozent, bei den Top Executives blieb der Frauenanteil unverändert bei 5 Prozent. Zum Jahresende betrug das Durchschnittsalter im E.ON-Konzern 42 Jahre und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit rund 14 Jahre. Insgesamt 8.235 Mitarbeiter waren am Jahresende im E.ON-Konzern in Teilzeit beschäftigt, davon 4.490 Frauen (55 Prozent). Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei rund 5 Prozent.

### Arbeitgebermarke – Employer Branding

Der demografische Wandel verstärkt sich zunehmend und der Kampf um die Talente verschärft sich. Nur wenn E.ON als attraktiver Arbeitgeber wahrgenommen wird, werden wir auch die am besten qualifizierten und talentiertesten Mitarbeiter gewinnen und langfristig an uns binden können. Um darin erfolgreich zu sein, sprechen wir die unterschiedlichen Zielgruppen jeweils direkt an und suchen den Dialog mit ihnen. Durch diese gezielte Ansprache kommunizieren wir mit den potenziellen Mitarbeitern auf Augenhöhe und berücksichtigen die verschiedenen Bedürfnisse und Interessen der Menschen. Für diesen Kontakt nutzen wir die verschiedensten Kanäle, wie zum Beispiel Karriereevents und Social Media. Da E.ON ein internationales Unternehmen ist, arbeiten wir in

Arbeitsgruppen mit Kolleginnen und Kollegen aus allen Market Units gemeinsam am Employer Branding, um die verschiedenen Herausforderungen aufzudecken und anzugehen und voneinander zu lernen. Wir betreiben beispielsweise intensives Hochschul- sowie Schüler- und Azubimarketing. Auch die gezielte Ansprache von Jugendlichen mit Migrationshintergrund gehört hier dazu. Wir bieten ausgezeichnete Einstiegsmöglichkeiten und Nachwuchsprogramme an, investieren in Frauenförderung und diverse Netzwerke und bieten daneben eine internationale Karriereberatung. Und das Konzept funktioniert, denn E.ON hat sich bei den Arbeitgeber-Rankings – unter anderem „Deutschlands Beste Arbeitgeber“ und „Best Workplaces in Europe“ des Great Place to Work Instituts – kontinuierlich gesteigert.

### E.ON Graduate Program

Seit der Einführung des E.ON-Graduate-Programms im Jahr 2005 wurden konzernweit insgesamt 235 Nachwuchskräfte eingestellt, davon 69 allein im Jahr 2009. 133 Trainees haben das Programm bereits erfolgreich abgeschlossen und konnten übernommen werden.

### Personalentwicklung – Talent Management

Um eine hierarchieübergreifende Karriere- und Nachfolgeplanung sicherzustellen, werden regelmäßig im Rahmen des konzernweiten Management-Review-Prozesses Nachwuchsführungskräfte identifiziert und Führungskräfte nach einheitlichen Standards im Hinblick auf Performance und Potenzial bewertet. Die Ergebnisse werden in die konzernweite Nachfolgeplanung sowie in unsere bedarfsorientierte Personalentwicklungsplanung eingebracht.

Die konzernweiten Weiterbildungskosten betragen im Jahr 2009 rund 73 Mio €. Ein Großteil der Weiterbildung wird dabei über den internen Bildungsanbieter E.ON Academy abgedeckt.

## Top Executives

Die Veränderungen der Marktbedingungen sowie das E.ON-interne Programm PerformtoWin haben auch Auswirkungen auf die Top Executives. Durch gezielte Anpassung der Führungsstrukturen an die neuen Marktgegebenheiten wird die Anzahl der Managementpositionen reduziert. Darüber hinaus erfordert die stärkere Performance-Ausrichtung von allen Führungskräften einen substanziellen Beitrag: Um den Leistungsbeitrag der einzelnen Führungskräfte differenziert messen zu können, wurde die zentrale Steuerung über Key Performance Indicators verstärkt und eine stärkere Leistungsdifferenzierung sowohl bei der variablen Vergütung als auch bei langfristigen Anreizprogrammen erreicht.

## 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: Seit dem Jahr 2007 nehmen über die Gruppe der Top Executives hinaus die in Deutschland beschäftigten Senior Manager im Grade 3 am E.ON Share Performance Plan teil. Darüber hinaus wurde die Attraktivität des Mitarbeiteraktienprogramms durch eine Erhöhung des steuerfreien Zuschusses ausgebaut. Im Jahr 2009 haben insgesamt 22.091 Mitarbeiter 925.282 Aktien gezeichnet. Damit lag die Teilnahmequote mit 57 Prozent geringfügig unter der Quote des Vorjahres (58 Prozent).

## Grundzüge des Vergütungssystems für Vorstand und Aufsichtsrat

Die Grundzüge der Vergütungssysteme sowie Angaben zu den Konzernbezügen einzelner Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder sind für das Geschäftsjahr 2009 im Vergütungsbericht zusammengefasst. Er berücksichtigt die Regelungen des HGB in der durch das Vorstandsvergütungsoffenlegungsgesetz (VorstOG) geänderten Fassung sowie die Grundsätze

des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Vergütungsbericht befindet sich auf den Seiten 148 bis 155 und ist Bestandteil dieses zusammengefassten Lageberichts.

## Ausbildung

Einen traditionell hohen Stellenwert hat bei E.ON die Ausbildung junger Menschen. Die Ausbildungsquote in Deutschland blieb gegenüber dem Vorjahr annähernd gleich und liegt bei rund 7 Prozent. Die bereits im Jahr 2003 gestartete E.ON-Ausbildungsinitiative zur Vorbeugung von Jugendarbeitslosigkeit wurde auch im Jahr 2009 fortgeführt. Über 950 jungen Menschen in Deutschland wurde so ein guter Start in das Berufsleben in Form einer Ausbildung, ausbildungsvorbereitender Praktika und von Schulprojekten geboten.

Auszubildende in Deutschland	
	31. Dez. 2009
Central Europe	2.220
Pan-European Gas	221
E.ON AG/Sonstige <sup>1)</sup>	115
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>2.556</b>

1) einschließlich E.ON IS

## Forschung und Entwicklung

Im Jahr 2009 hat E.ON das Engagement im Bereich Forschung und Entwicklung weiter gesteigert. Mit unseren vielfältigen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten verfolgen wir schon seit Langem zwei Ziele:

Zum einen optimieren wir bestehende Anlagen und Verfahren, um betrieblichen Herausforderungen mit innovativen Lösungen zu begegnen und unsere Anlagen während ihrer gesamten Lebensdauer effizient und wirtschaftlich zu betreiben.

Zum anderen unterstützen wir durch unsere Technologieinitiative „innovate.on“ aktiv die Entwicklung von Schlüsseltechnologien und beschleunigen so deren Markteintritt. Dies ist der Anspruch, den wir als eines der weltweit führenden Energieunternehmen an uns selbst stellen. Ziele unserer Aktivitäten sind, die operative Umsetzung von Forschungsergebnissen und ihre wirtschaftliche Implementierung aktiv voranzutreiben.

Im Jahr 2009 lag der Forschungs- und Entwicklungsaufwand von E.ON gemäß Rechnungslegungsstandard IAS 38 bei rund 62 Mio € (2008: 53 Mio €). 229 Mitarbeiter arbeiteten 2009 bei E.ON in den Bereichen Forschung und Entwicklung.

Neben den Investitionen in die Optimierung und Weiterentwicklung von Technologien ist E.ON auch auf dem Gebiet der Grundlagenforschung aktiv. E.ON unterstützte die Energieforschung an Hochschulen im Jahr 2009 mit 17 Mio €.

Die gesamten Ausgaben im Jahr 2009 für neue Technologien in den Bereichen Hochschulförderung, Forschung, Entwicklung und Demonstrationsanlagen lag bei 105 Mio € (2008: 106 Mio €).

## Corporate Responsibility (CR)

Die Energiewirtschaft befindet sich – bedingt durch Globalisierung, weltweit steigenden Energiebedarf sowie Klimawandel – in einem Umbruch, der nur im Einklang mit den gesellschaftlichen Erwartungen und Wertvorstellungen erfolgreich bewältigt werden kann. Die CR-Organisation unterstützt E.ON dabei, mit diesen Erwartungen professionell umzugehen und einen Beitrag zur Balance der unterschiedlichen Interessen zu leisten. Unser Ziel ist es, eine Vorbildrolle für verantwortungsvolle Energieversorgung in unserer Branche einzunehmen.

Dafür haben wir die CR-Strategie und das Arbeitsprogramm weiterentwickelt und für den Zeitraum 2008–2010 klare Ziele und Maßnahmen definiert. Dies umfasst neben der Analyse und Bewertung von Risiken in den CR-Kernfeldern Markt und Region, Klima- und Umweltschutz sowie Gesundheitsmanagement und Arbeitssicherheit vor allem die Aufstellung konzernweit gültiger Standards und Richtlinien sowie deren Integration in wichtige Konzernstrategien. Darüber hinaus wird

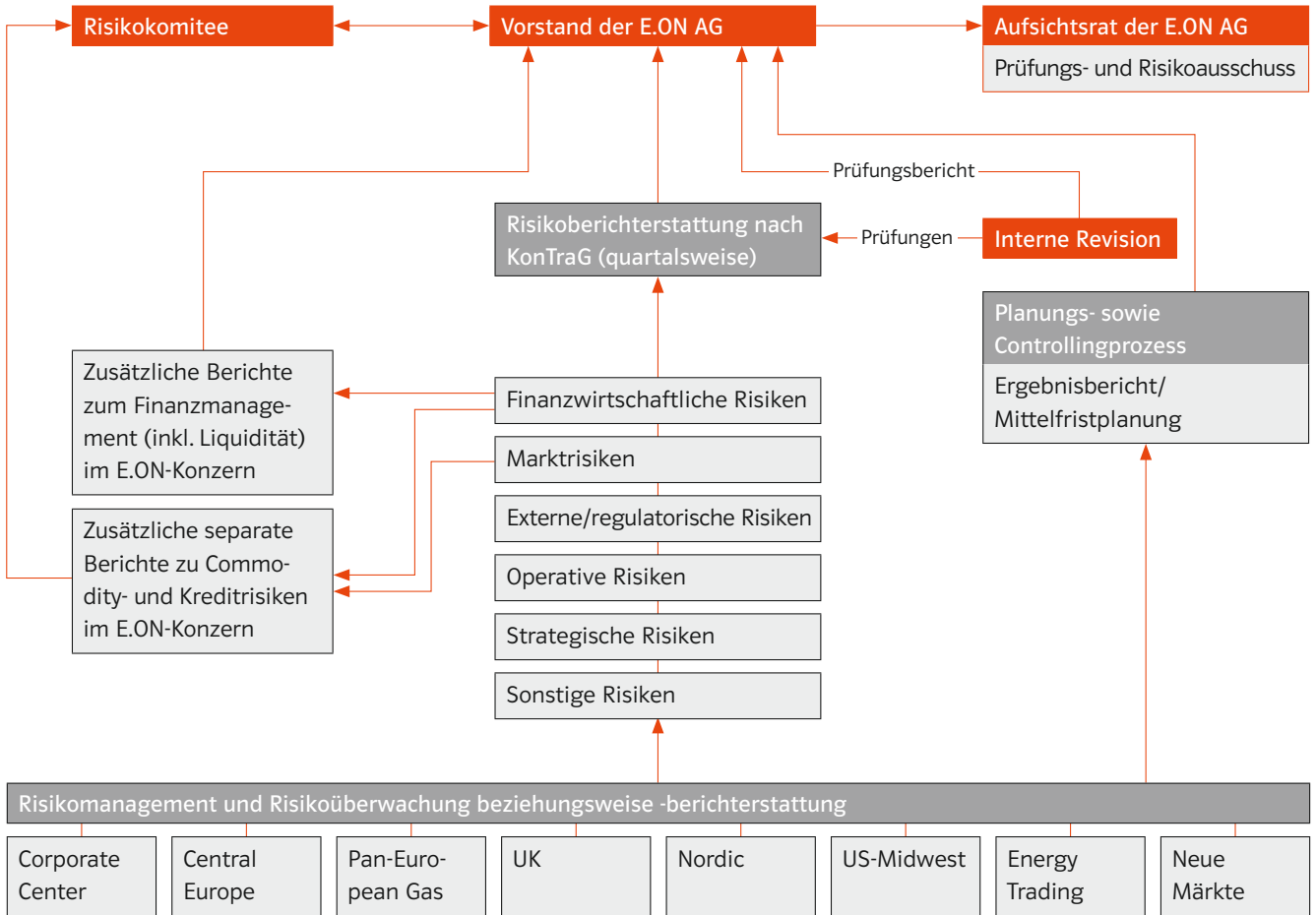
durch spezifische Projekte beziehungsweise Programme verantwortliches Handeln in Kernbereichen konkretisiert und das CR-Profil des Konzerns weiter geschärft.

Dass wir damit auf dem richtigen Weg sind, wurde durch unsere in Ratings und Rankings erzielten Ergebnisse auch im Jahr 2009 bestätigt. Zu unseren wichtigsten Erfolgen zählt dabei die erneute Aufnahme in den weltweit führenden Nachhaltigkeitsindex Dow Jones Sustainability Index (DJSI). Damit sendet E.ON auch wichtige Signale an den Kapitalmarkt und die steigende Zahl von Investoren, deren Investitionsentscheidungen von Nachhaltigkeitskriterien beeinflusst werden.

Bedingt durch eine geringere Erzeugungsmenge (einschließlich unserer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Großbritannien aufgrund der bestehenden rechtlichen Abgabeverpflichtung) hat E.ON im Jahr 2009 144,9 Mio Tonnen CO<sub>2</sub> in der Stromproduktion ausgestoßen. Das sind 10,3 Mio Tonnen CO<sub>2</sub> weniger als im Vorjahr. Die CO<sub>2</sub>-Intensität hat sich um 1,6 Prozent auf 0,476 Tonnen pro MWh verbessert. Dieser Trend wird sich durch neue effizientere fossile Kraftwerke und zunehmende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zukünftig weiter verstärken.

Unter [www.eon.com/verantwortung](http://www.eon.com/verantwortung) finden Sie ab Mai 2010 unseren CR-Bericht und weitere Informationen, die nicht als Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts anzusehen sind.

**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 Risiko-früherkennungssystems 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 versicherungsähnliche Instrumente und deckt diese in den internationalen Versicherungsmärkten ein. Hierzu stellt 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 Market Units bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. In Verbindung mit der gegenwärtigen Wirtschaftskrise ergeben sich für E.ON somit Risiken aus Nachfragerückgängen im Wesentlichen bei industriellen beziehungsweise gewerblichen Kunden, die zunehmend ihre Produktion reduziert haben und unter Umständen weiter kürzen werden. Dadurch könnten möglicherweise schon eingedeckte Mengen nicht abgesetzt werden. 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. E.ON Ruhrgas sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem zunehmenden Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem zunehmenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handlungspunkten und der Gasbörse könnten eventuell Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Andererseits unterliegen die Verträge zwischen Produzenten und Importeuren grundsätzlich turnusmäßigen Anpassungen an aktuelle Marktgegebenheiten.

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 Market Unit Nordic 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 bereits erwähnten konzernweit bindenden Richtlinien und dem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und 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. Mit Gründung der E.ON Energy Trading wurden die Preisrisiken aus den liquiden europäischen Commodity-Märkten sukzessive gebündelt und 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 Geschäftstätigkeiten Risiken in Bezug auf in Fremdwährung denominierte Umsatzerlöse, Vermögenswerte, Forderungen, Verbindlichkeiten und künftige Zahlungen sowie Investitionen in ausländische Geschäftsbetriebe ausgesetzt. Dieses Risiko stammt im Wesentlichen aus Geschäften in US-Dollar, britischen Pfund, schwedischen Kronen, russischen Rubel und ungarischen Forint sowie aus Nettoinvestitionen im Ausland.

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten, Fälligkeiten beziehungsweise kurzfristigen Finanzierungen und Zinsderivaten, die auf variablen Zinsen basieren, ist E.ON Ergebnisrisiken ausgesetzt.

Die Steuerung der Zins- und Währungsrisiken erfolgt ebenfalls auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Ausführliche Erläuterungen hierzu befinden sich in Textziffer 31 des Anhangs zum Konzernabschluss.

Aus dem operativen Geschäft beziehungsweise dem Einsatz von Finanzinstrumenten ergeben sich für E.ON Kreditrisiken. Auf Basis des konzernweiten Kreditrisikomanagements erfolgt eine systematische Überwachung der Geschäftspartner-Bonität sowie regelmäßiges Monitoring des Kreditrisikos. Die Überprüfung des Kreditratings der Geschäftspartner wird auf Grundlage konzernweiter Mindestvorgaben durchgeführt.

Aus Verpflichtungen zur liquiden Unterlegung von 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. Risiken für das Portfolio, die sich zum Beispiel aus der Finanzmarktkrise ergeben, können hierdurch zwar nicht vermieden, aber in ihrem Ausmaß deutlich begrenzt werden.

Das derzeitige Finanzmarktumfeld geht auch an E.ON nicht spurlos vorüber. Zum einen können sich konjunkturbedingte Produktionsausfälle infolge der Finanzmarkt- und Wirtschaftskrise trotz des wenig zyklischen Charakters der Energiebranche langfristig negativ auf unser Geschäft auswirken. Daneben können fallende Bewertungen und die erhöhte Volatilität zu Abschreibungen auf Finanzanlagevermögen führen. Weiterhin können Zahlungsausfälle von Geschäftspartnern und Endkunden zu erhöhten Kreditausfallrisiken führen, denen wir insbesondere im Hinblick auf Finanzinstitute durch ein verstärktes Risikomanagement begegnen.

Bisher hat E.ON als Schuldner mit sehr guter Bonität keine Probleme bei der Verfügbarkeit von Fremdmitteln. Die Überwachung und Steuerung von Liquiditätsrisiken erfolgt im Rahmen kurz- und langfristiger Finanzplanungen.

### 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

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. In bedeutenden Teilen Europas und der USA kam es in den letzten Jahren zu größeren Stromausfällen. Die Gründe für diese Stromausfälle variieren, obwohl sie hauptsächlich auf ein ungenügendes – lokales oder regionales – Gleichgewicht zwischen Energieerzeugung und -verbrauch zurückzuführen sind. Dabei können einzelne Ausfälle aufgrund von Überlastung oder Spannungsproblemen eine kaskadenförmige Abschaltung der Netze und Kraftwerke auslösen. Die Wahrscheinlichkeit dieser Art von Problemen hat sich in den letzten Jahren nach der Liberalisierung der EU-Strommärkte erhöht. Dies ist zum

Teil mit einem zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel zu begründen, der zu einer wesentlich höheren Belastung des internationalen Verbundnetzes führt, das ursprünglich hauptsächlich für Zwecke der gegenseitigen Unterstützung und Betriebsoptimierung konstruiert wurde. Infolgedessen gibt es Engpässe an vielen Stellen in Europa und die hohe Belastung hat zu einem geringeren Grad an Sicherheitsreserven im Netz geführt. In Deutschland ist das Risiko von Stromausfällen geringer, da sich 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. Zusätzlich wird die geringe Wahrscheinlichkeit eines Stromausfalls in Deutschland durch die Organisation des deutschen Stromnetzes in vier Regelzonen unterstützt. 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, die unter anderem auch auf extreme Wetterverhältnisse zurückgeführt werden können. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen.

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

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. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Klagen und Verfahren wegen Preiserhöhungen (einschließlich Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten

Erhöhungsbeträgen vor dem Hintergrund zunehmender Tendenzen in der Rechtsprechung im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln im Sonderkundensegment), angeblicher Marktabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens. 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.

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.

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von rund 1.055 MW. Mit Urteil vom 3. September 2009 hat das Oberverwaltungsgericht Münster den Bebauungsplan der Stadt Datteln (Nr. 105 E.ON-Kraftwerk) ebenso wie die vierte Änderung des Regionalplans der Bezirksregierung Münster für unwirksam erklärt. Das Oberverwaltungsgericht rügt neben Abwägungsfehlern insbesondere, dass der Bebauungsplan verbindliche Vorgaben des Landesentwicklungsplans und des Landesentwicklungsprogramms Nordrhein-Westfalen nicht hinreichend berücksichtigt habe. Eine Revision hat das OVG nicht zugelassen. Hiergegen haben die Stadt Datteln und E.ON eine Nichtzulassungsbeschwerde zum Bundesverwaltungsgericht erhoben. Damit ist die Entscheidung des OVG nicht rechtskräftig. Die Bezirksregierung Münster hat Anträge von Beteiligten, die Vollziehbarkeit verschiedener Bescheide auszusetzen, abgelehnt. Damit können wesentliche Bauarbeiten weitergeführt werden. Vor diesem Hintergrund kann gleichwohl nicht ausgeschlossen werden, dass die Inbetriebnahme des Kraftwerkes erst zu einem späteren als dem ursprünglich vorgesehenen Zeitpunkt erfolgen kann. Derartige Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen Neubauvorhaben im Strom- und Gasbereich ergeben. Durch eine entsprechende Verfahrensbetreuung soll sichergestellt werden, solche Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

Das Bundeskartellamt (BKartA) hat im Rahmen einer Sektoruntersuchung gegen verschiedene Unternehmen des E.ON-Konzerns Auskunftsbeschlüsse zur Kapazitätssituation in den deutschen Fernleitungsnetzen im Frühjahr 2009 zugesandt. Die Unternehmen des E.ON-Konzerns haben die Auskunftsbeschlüsse des Amtes 2009 beantwortet. Die Sektoruntersuchung ist mit Veröffentlichung des Abschlussberichts am 15. Dezember 2009 abgeschlossen worden. Verfahren zur Kapazitätssituation gegen Unternehmen des E.ON-Konzerns hat das BKartA darin nicht angekündigt.

Die Europäische Kommission betreibt derzeit ein Verfahren gegen E.ON-Konzernunternehmen, das die Kapazitätsnutzung im Gasbereich betrifft. Grundlage ist die von der Kommission geäußerte Vermutung, dass die E.ON Ruhrgas AG durch langfristige Buchung von Transportkapazitäten im Gastransportnetz der E.ON Gastransport GmbH Gasvertriebsmärkte für Wettbewerber abgeschottet haben und damit gegen das kartellrechtliche Missbrauchsverbot verstoßen haben könnten. In Verhandlungen mit der Europäischen Kommission wurde im Jahr 2009 eine grundlegende Übereinkunft getroffen, das Verfahren im Wege einer Verpflichtungszusagenentscheidung nach Art. 9 VO 1/2003 zu beenden, in der die E.ON Ruhrgas AG sich zur Rückgabe eines Teils der langfristigen Kapazitätsbuchungen im Netz der E.ON Gastransport GmbH verpflichtet wird. In Anbetracht dieser Übereinkunft kann davon ausgegangen werden, dass die Europäische Kommission das Verfahren nach Durchführung weiterer formeller Verfahrensschritte in der ersten Jahreshälfte 2010 beenden wird.

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.

### Regulatorische Risiken

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

Auf Antrag des Bundesverbandes neuer Energieanbieter (bne) sowie von LichtBlick hat die BNetzA ein Missbrauchsverfahren gegen die vier deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber, darunter transpower (vormals E.ON Netz), eröffnet. LichtBlick und bne fordern die Behörde auf, die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum gemeinsamen Ausregeln ihrer Regelzonen zu verpflichten und etwaige von Anbietern der Regelenergie erzielte Mehrerlöse abzuschöpfen. Transpower hat mit den ÜNB von Vattenfall (50Hertz Transmission) und EnBW bereits Ende 2008 die technischen Voraussetzungen geschaffen, sodass bei diesen ÜNB ein Gegeneinanderregeln nicht mehr stattfindet. Ansprüche dürften insoweit kaum rechtlich begründet sein.

In Deutschland planen das Bundeswirtschaftsministerium und die BNetzA Änderungen im Kapazitätsmanagement für deutsche Gasfernleitungen. Es ist davon auszugehen, dass nach den derzeitigen Konsultationen eine Novelle der Gasnetzzugangsverordnung sowie eine Festlegung der BNetzA vorgelegt werden. Diese Änderungen können Auswirkungen auf bestehende Aktivitäten im Gasbereich haben.

Das Bundesumweltministerium (BMU) hat 1999 einen Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandort (AKEnd) eingerichtet, der ein Verfahren und Kriterien für die Suche und Auswahl eines Endlagerstandorts entwickeln sollte. Der AKEnd empfiehlt unter anderem, die übertägige Untersuchung an fünf Standorten und die untertägige Erkundung an mindestens zwei Standorten durchzuführen. Die Empfehlungen des AKEnd liegen dem BMU vor. Einen Beschluss der Bundesregierung zum weiteren Vorgehen gibt es nicht.

Die BNetzA hat Ende 2009 gegen alle E.ON Energie-Regionalversorgungsunternehmen mit neuer Regionalstruktur sowie E.ON Energie ein förmliches Verfahren wegen vermeintlicher Nichteinhaltung von Entflechtungsvorgaben eingeleitet. Die Behörde plant, das Verfahren gegen die E.ON Bayern AG und die E.ON Energie AG als Musterverfahren weiterzuführen und die Verfahren gegen die anderen Regionalversorgungsunternehmen ruhen zu lassen.



Im Jahr 2010 erfolgt die Überführung des überregionalen Transportbereichs von E.ON Gastransport in die Anreizregulierung. Vor der Überführung wird ein Effizienzvergleich zwischen den wenigen und untereinander sehr heterogenen überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibern stattfinden. Der individuelle Effizienzfaktor wird stark von den gewählten Parametern im Vergleichsverfahren abhängen und die Höhe der Erlösbergrenze beeinflussen.

Am 29. Dezember 2009 wurde der Gesetzesvorschlag, der die Einführung einer Besteuerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen vorsah, durch den französischen Verfassungsrat zurückgewiesen. Daraufhin entschied die französische Regierung, auch die Branchen, die bereits durch das European Trading Scheme erfasst werden, insbesondere auch die thermische Stromerzeugung, der Steuer zu unterwerfen. Bei den betroffenen Unternehmen stehen mögliche Kompensationen zur Diskussion, die der Stellung im internationalen Wettbewerb und der Energieintensität der jeweiligen Branche Rechnung tragen. Ein Inkrafttreten der Besteuerung wird zum 1. Juli 2010 erwartet.

In den Niederlanden wird derzeit an der Einführung eines Gesetzes gearbeitet, das den vorrangigen Transport von Strom aus Erneuerbaren Energien und das Management von dabei auftretenden Engpässen im Lande regelt. Unsere Kraftwerke können bei Verabschiedung des vorgeschlagenen Modells und dem tatsächlichen Auftreten von Engpässen belastet werden.

Die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und die Mitgliedsstaaten haben abschließend dem dritten Richtlinienpaket zugestimmt. Danach ist neben einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern (Strom/Gas) die Einsetzung eines Independent Transmission Operators (ITO) oder eines Independent System Operators (ISO) möglich. Das dritte Richtlinienpaket greift in alle Wertschöpfungsstufen ein und eröffnet den nationalen und europäischen Regulierungsbehörden weitreichende neue Eingriffsmöglichkeiten. Risiken ergeben sich nicht nur durch diese Eingriffsmöglichkeiten, sondern auch durch nationale Umsetzungsgesetze, die über die Vorgaben des dritten Richtlinienpakets hinausgehen.

Daneben haben die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Rat das „Grüne Paket“ verabschiedet, mit dem die Klimaziele der EU erreicht werden sollen: Bis 2020 sollen im Vergleich zu 1990 20 Prozent des Energiekonsums der EU aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt und der Ausstoß von Treibhausgasen um 20 Prozent gesenkt werden. Die bisher kostenlose Zuteilung von Zertifikaten über das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) wird schrittweise durch Auktionen ersetzt. Stromerzeuger sind bereits ab 2013 verpflichtet, ihre Zertifikate vollständig über Auktionen zu erwerben. Die absolute Anzahl von Zertifikaten wird jährlich

verringert. Industrien, die nicht unter das ETS fallen, müssen ebenfalls ihre Emissionen entsprechend den nationalen Zielen verringern. Ein Teil der Brennstoffe muss aus Erneuerbaren Rohstoffen kommen. Technologie von CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung soll gefördert werden. Das Paket nimmt einen starken Einfluss auf den zukünftigen Erzeugungsmix sowie die Ausgestaltung der Netze und der Marktregeln.

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. 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.

### Beurteilung der Risikosituation durch die Unternehmensleitung

Im Berichtszeitraum hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Vorjahr aufgrund der aktuellen Umfeldbedingungen verändert. Insbesondere könnte ein anhaltend niedrigeres Preisniveau in den Commodity-Märkten und ein dauerhaft deutlicher Rückgang der Nachfrage, vor allem von Industriekunden, mittelfristig die Ertragslage des E.ON-Konzerns erheblich beeinflussen. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Market Units 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 164 bis 166.

## Gesamtwirtschaftliche Situation

Der Sachverständigenrat (SVR) der Bundesregierung sieht die Weltwirtschaft 2010 in einer leichten Erholungsphase ohne mittelfristig dynamischen Verlauf. Die weiterhin ungelösten Probleme des Finanzsektors belasten eine stabile und nachhaltige Aufwärtsentwicklung. Stützende Wirkungen sieht der SVR in den staatlichen Ausgabenprogrammen und der robusten Entwicklung in den Schwellenländern.

Für die USA wird 2010 eine schleppende konjunkturelle Entwicklung erwartet. Für die EU-27 sieht der SVR eine mäßige Erholung, wobei einerseits die automatischen Stabilisatoren noch wirken, andererseits aber mit einer Verschlechterung auf dem Arbeitsmarkt gerechnet wird. Die Immobilienmärkte wirken ebenfalls dämpfend. Die erwarteten Wachstumsraten des realen Bruttoinlandsprodukts dürften nahe oder knapp über der Nulllinie liegen. Die osteuropäischen Länder werden weiter von der Finanzkrise besonders betroffen bleiben. In Russland wird aufgrund der expansiven Fiskalpolitik sowie wieder anziehender Brennstoffpreise mit einer langsamen Erholung gerechnet.

Konjunkturell und energiepreisbedingt wird dabei die Inflation in den USA und in der EU im Vergleich zu 2009 aber nicht mehr rückläufig sein, sondern leicht steigen.

## Branchensituation

Die Entwicklung der Branche wird auch unter der im September 2009 neu gewählten schwarz-gelben Bundesregierung durch das von der großen Koalition verabschiedete Integrierte Klimaschutz- und Energiepaket (IEKP) mitbestimmt werden. Die Bundesregierung verfolgt weiterhin eine signifikante Veränderung des Energiemixes in Deutschland, wodurch sich erhebliche Auswirkungen auf unser Geschäft ergeben. Zielgrößen des IEKP für das Jahr 2020 sind:

- Mindestens 30 Prozent Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien,
- 25 Prozent aus Kraft-Wärme-Kopplung und
- zusätzlich Reduktion des Stromverbrauchs um bis zu 11 Prozent.

Die schwarz-gelbe Bundesregierung hat sich außerdem vorgenommen, das Wettbewerbsrecht zu verschärfen. Hierzu ist eine Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vorgesehen, das unter anderem die Möglichkeit der Entflechtung marktbeherrschender Unternehmen als Ultima Ratio vorsehen soll.

Außerdem wird das von der Europäischen Union im Dezember 2008 verabschiedete sogenannte „Grüne Paket“ die Entwicklung der Branche beeinflussen. Zielgrößen für das Jahr 2020 sind:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent,
- Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent und
- Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien auf 20 Prozent am Gesamtenergieverbrauch.

Eine große Unsicherheit besteht derzeit in der Prognose der Preise von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten durch die beschlossene Vollauktionierung und zahlreiche Ausnahmeregelungen. Die langfristige Entwicklung der Zertifikatpreise wird wesentlich durch den weltweiten Umgang mit dem Instrument Zertifikatehandel bestimmt werden.

Die Branche erwartet langfristig eine Stabilisierung der infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise zuletzt zurückgegangenen Energiepreise. Die „International Energy Agency“ (IEA) hat ihre langfristige Prognose der Ölpreise deutlich gegenüber dem Vorjahr nach oben korrigiert. Dies wird damit begründet, dass der Preisanstieg in den letzten drei Jahren – anders als in den 80er-Jahren – nicht den gleichen negativen Einfluss auf die Weltwirtschaft hatte. Erdgas und Ölprodukte stehen in vielen Anwendungsbereichen in direkter Konkurrenz. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Preise beider Energieträger auch zukünftig parallel entwickeln werden. Steigende Förderraten bei Kohle – bei gleichzeitig erhöhtem Bedarf – sorgen für eine langfristig stabile Preisentwicklung. Dies deutet auf eine erhöhte Preisdifferenz zwischen den Primärenergieträgern Kohle und Öl hin.

Unterstützt durch verschiedene Förderprogramme in Europa gewinnen die Erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung und steigern kontinuierlich ihren Anteil an der Energieerzeugung. Mit den verbindlichen europäischen und nationalen Ausbauzielen für Erneuerbare Energien werden Anforderungen an die Systemintegration gestellt, die eine wachsende Herausforderung für die Branche ist.

## Programm zur Effizienzsteigerung

Unser laufendes konzernweites Projekt PerformtoWin zielt auf eine nachhaltige Ergebnisverbesserung in allen Market Units und auf allen Wertschöpfungsstufen ab. Dies soll vor allem durch interne Effizienzsteigerungen erreicht werden. Insgesamt wollen wir bis 2011 Effizienzpotenziale in Höhe von 1,5 Mrd € realisieren.

Bereits 2009 konnten wir erste Fortschritte erzielen. So haben wir beispielsweise einen detaillierten Maßnahmenplan für alle PerformtoWin-Projekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette aufgestellt. Die Implementierung von PerformtoWin ist nun in vollem Gange.

Trotzdem werden wir es nicht bei den initiierten Projekten belassen. Die kontinuierliche Verbesserung unseres Leistungsvermögens ist integraler Bestandteil unserer Unternehmenskultur. Und so streben wir danach, in allen Geschäftsbereichen ein Leistungsniveau zu erreichen, das weit über dem Branchendurchschnitt liegt.

## Mitarbeiter

Die Zahl der Mitarbeiter im E.ON-Konzern wird bis zum Jahresende 2010 (ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende) sinken. Dies ist vor allem auf die Abgabe des deutschen Höchstspannungsnetzes im Jahr 2010, die Ausgliederung von Kraftwerken im Rahmen der Vereinbarung mit der EU-Kommission sowie Maßnahmen zur Integration und Effizienzsteigerungen im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost zurückzuführen.

## Ergebnisentwicklung

Wie bereits im Vorjahr ist infolge der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise die Prognose der Ergebnisentwicklung für den E.ON-Konzern wieder mit hohen Unsicherheiten behaftet. Der weitere Verlauf der wirtschaftlichen Erholung ist derzeit nur schwer abzusehen, wobei insbesondere das Marktumfeld unseres Gasgeschäfts durch Überkapazitäten belastet ist. Im Rahmen des Projekts PerformtoWin wurden bereits verschiedene Gegensteuerungsmaßnahmen eingeleitet, um Kosteneinsparungen sowie Effizienz- und Produktivitätssteigerungen zu erzielen. Daher erwarten wir trotz der im Jahr 2009 vollzogenen Veränderungen in unserem Portfolio für 2010 eine Steigerung des Adjusted EBIT zwischen 0 und 3 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Für den bereinigten Konzernüberschuss rechnen wir im Jahr 2010 mit einem Wert auf dem Vorjahresniveau. Gegenüber dem Vorjahr rechnen wir mit leicht steigenden Zins- und Steueraufwendungen.

An unserer bisherigen Ausschüttungsquote von 50 bis 60 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses halten wir fest.

Zu den Market Units im Einzelnen:

In der Market Unit Central Europe wird ein Adjusted EBIT auf dem Niveau des Vorjahres erwartet. Im laufenden Geschäft gehen wir von positiven Effekten unter anderem aus der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke und geringeren Ergebnisbelastungen aus der Wirtschaftskrise als im Vorjahr aus. Negativ wirken sich hingegen der Abgang von Stromkapazitäten und die Veräußerung des Höchstspannungsnetzes aus.

Im Jahr 2010 rechnen wir für die Market Unit Pan-European Gas mit einem Adjusted EBIT unter Vorjahresniveau. Im Wesentlichen beeinflusst der Wegfall des Thüga-Beitrags das Ergebnis negativ. Zudem wird das Adjusted EBIT durch die ganzjährig wirkende Kostenregulierung im Transportgeschäft belastet. Dem gegenüber steht eine positive Entwicklung im Upstream-Bereich durch die erstmals ganzjährige Berücksichtigung des russischen Gasfelds Yushno Russkoje.

Für die Market Unit UK erwarten wir ein Adjusted EBIT über dem Wert des Vorjahres. Dies ist im Wesentlichen durch Erträge aus der Umsetzung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen begründet. Herausforderungen bilden dabei die steigende Wettbewerbsintensität und die weitere Entwicklung der Wirtschaftskrise in Großbritannien.

Wir gehen bei der Market Unit Nordic davon aus, dass das Adjusted EBIT über dem Ergebnis von 2009 liegt. Das Ergebnis 2009 war wesentlich durch Stillstände aufgrund von Ertüchtigungs- sowie Modernisierungsmaßnahmen in unseren Kernkraftwerken geprägt, während wir 2010 insbesondere positive Transferpreiseffekte erwarten.

Für die Market Unit US-Midwest rechnen wir mit einem Adjusted EBIT auf Vorjahresniveau. Der Kostenanstieg aufgrund zusätzlicher Kapazitäten wird erwartungsgemäß durch regulierungsbedingt höhere Erlöse ausgeglichen.

Bei der Market Unit Energy Trading erwarten wir aufgrund der positiven Entwicklung der Asset-Optimierung, dass das Adjusted EBIT über dem Wert für das Jahr 2009 liegt.

Im Segment Neue Märkte gehen wir davon aus, dass das Adjusted EBIT unter dem Vorjahresniveau liegen wird. Dabei war in der Market Unit Italien das Ergebnis 2009 von einem positiven Einmaleffekt, der sich 2010 nicht wiederholt, sowie von der Abgabe umfangreicher Kraftwerksaktivitäten an den italienischen Energieversorger A2A beeinflusst. In der Market Unit Spain erwarten wir mangelbedingt ein rückläufiges Ergebnis. Die Market Unit Climate & Renewables wird von dem deutlichen Zuwachs der Erzeugungskapazitäten profitieren. Bei der Market Unit Russia werden die positiven Auswirkungen der fortgesetzten Marktliberalisierung von einer Erhöhung der Kapazitäten am Kraftwerksstandort Shatura unterstützt.

### **Ökonomische Investitionen**

Die vorliegende Investitionsplanung sieht für das Jahr 2010 ökonomische Investitionen in Höhe von etwa 10 Mrd € vor.

Nach der Wachstumsoffensive der vergangenen drei Jahre, die insbesondere durch anorganisches Wachstum geprägt war, nähern sich die ökonomischen Investitionen wieder ihrem ursprünglichen Niveau. Dabei fokussieren wir uns auf organisches Wachstum. Dieses dient im Wesentlichen dem weiteren Ausbau unserer starken Position im Strom- und Gasmarkt.

Entsprechend werden Sachanlageinvestitionen im kommenden Jahr rund 90 Prozent der gesamten Investitionen ausmachen. Mit rund 1,3 Mrd € verfolgen wir dabei den Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien.

### **Finanzlage**

Für das Jahr 2010 erwarten wir nur geringen Finanzierungsbedarf, primär aus Refinanzierungen. Die für das Jahr geplanten Ausgaben für Investitionen sowie die Dividende können laut Plan weitestgehend durch den für dieses Jahr erwarteten operativen Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen finanziert werden. Bei unterjährig hohen Spitzen in den Finanzierungserfordernissen des Konzerns ist die kurzfristige Nutzung von Commercial Paper möglich. Emissionen von Fremdkapital sollen grundsätzlich unter den Prämissen erfolgen, eine günstige Finanzierung sowie eine breite Mischung aus unterschiedlichen Märkten, Investoren, Währungen und Laufzeiten zu erreichen.

### **Chancen**

Die Führungsgesellschaften unserer in- und ausländischen Market Units sowie die Fachbereiche der E.ON AG berichten jährlich zum Ende des 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 Market Units haben können.

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>.

Durch die seit Anfang 2008 bestehende Market Unit Energy Trading 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 Gashubs zusätzliche Absatz- und Einkaufspotenziale ergeben.

Darüber hinaus können weitere Chancen durch eine fortlaufende Optimierung von Transport- und Speicherrechten im Gasbereich sowie der Verfügbarkeit und Ausnutzung unserer Anlagen im Strom- beziehungsweise Gasbereich realisiert werden. In diesem Zusammenhang bieten sich zusätzliche Chancen, wenn durch künftige Entscheidungen der Politik eine Verlängerung der Laufzeiten unserer Kernkraftwerke in Deutschland möglich würde.

Durch ungewöhnlich kalte Wetterperioden – sehr niedrige Durchschnittstemperaturen beziehungsweise Temperaturspitzen – in den Herbst- und Wintermonaten können sich für E.ON im Absatzbereich für Strom und Gas aufgrund einer höheren Nachfrage Chancen ergeben.

Im Rahmen des E.ON-Beschaffungsnetzwerks werden erhebliche Synergieeffekte aus der Volumenbündelung beim Einkauf von Investitionsgütern, Materialien und Dienstleistungen realisiert. Weitere Kostensenkungen ergeben sich aus dem konzernweiten Best-Practice-Transfer, insbesondere durch den Vergleich von Material- und Leistungsspezifikationen sowie durch einheitliche Prozesse für die Beschaffung. Die Bündelung der Einkaufsverantwortung für Neubau-Investitionen in der New Build Unit und der Market Unit Climate & Renewables hat dazu beigetragen, dass sich Preissteigerungen am Beschaffungsmarkt für Großkomponenten nur in begrenztem Umfang auf die Kosten der Neubauvorhaben im Konzern auswirken konnten.

Unsere Investitionspolitik ist darauf ausgerichtet, unsere führende Stellung in den Zielmärkten zu festigen und weiter auszubauen sowie die sich – auch in Zukunftsmärkten – ergebenden Chancen konsequent zu nutzen.

### **Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung**

Trotz zum Teil widriger Umstände liegt ein wiederum erfolgreiches Geschäftsjahr 2009 hinter uns. Dadurch können wir sagen, dass E.ON auf sicheren Füßen steht. Wir sind gut gerüstet für die künftigen Herausforderungen. Bei unserem konzernweiten Programm PerformtoWin geht es im Jahr 2010 nun darum, die geplanten Schritte voranzutreiben und dabei den Schwerpunkt auf das Management sowie die Steuerung unseres Konzerns innerhalb der neuen Strukturen zu legen. E.ON wird seine sehr gute Position in der Energieversorgung auch 2010 behalten.

Eine verlässliche Prognose für das Geschäftsjahr 2011 können wir aus heutiger Sicht aufgrund von Ungewissheiten hinsichtlich der wirtschaftlichen, währungsbezogenen, regulatorischen, technischen und wettbewerbsbezogenen Entwicklung aber nicht abgeben. Die Auswirkungen der Finanzmarktkrise und deren weiterer Einfluss auf die wirtschaftliche Entwicklung weltweit bleiben ein großer Unsicherheitsfaktor.

### Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den von der E.ON AG, Düsseldorf, aufgestellten Konzernabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals und Anhang – sowie den Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2009 geprüft. Die Aufstellung von Konzernabschluss und zusammengefasstem Lagebericht nach den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht abzugeben.

Wir haben unsere Konzernabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Konzernabschluss unter Beachtung der anzuwendenden Rechnungslegungsvorschriften und durch den zusammengefassten Lagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld des Konzerns sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben im Konzernabschluss

und im zusammengefassten Lagebericht überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der Jahresabschlüsse der in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen, der Abgrenzung des Konsolidierungskreises, der angewandten Bilanzierungs- und Konsolidierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands sowie die Würdigung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Konzernabschluss den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns. Der zusammengefasste Lagebericht steht 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 26. Februar 2010

PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Vogelpoth  
Wirtschaftsprüfer

Dr. Norbert Schwieters  
Wirtschaftsprüfer

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	2009	2008
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		83.718	88.885
Strom- und Energiesteuern		-1.901	-2.132
<b>Umsatzerlöse</b>	(5)	<b>81.817</b>	<b>86.753</b>
Bestandsveränderungen		43	27
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	532	526
Sonstige betriebliche Erträge	(7)	24.961	15.454
Materialaufwand	(8)	-62.087	-66.419
Personalaufwand	(11)	-5.357	-5.130
Abschreibungen	(14)	-3.981	-6.852
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	-22.603	-20.337
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		941	912
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>		<b>14.266</b>	<b>4.934</b>
Finanzergebnis	(9)	-2.473	-2.351
<i>Beteiligungsergebnis</i>		-224	-458
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		601	1.159
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-2.850	-3.052
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	-2.976	-834
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>		<b>8.817</b>	<b>1.749</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	-172	-128
<b>Konzernüberschuss</b>		<b>8.645</b>	<b>1.621</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		8.396	1.283
<i>Minderheitsanteile</i>		249	338
<b>in €</b>			
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG) – unverwässert und verwässert</b>	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		4,50	0,76
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		-0,09	-0,07
<b>aus Konzernüberschuss</b>		<b>4,41</b>	<b>0,69</b>

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns			
in Mio €		2009	2008
<b>Konzernüberschuss</b>		<b>8.645</b>	<b>1.621</b>
Cashflow Hedges		207	181
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		45	474
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		162	-293
Weiterveräußerbare Wertpapiere		772	-10.186
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		2.617	-9.769
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-1.845	-417
Währungsumrechnungsdifferenz		129	-1.922
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		473	-1.936
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-344	14
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-1.500	3
At equity bewertete Unternehmen		23	245
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		23	245
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-	-
Ertragsteuern		763	1.042
<b>Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen</b>		<b>394</b>	<b>-10.637</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)</b>		<b>9.039</b>	<b>-9.016</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		8.783	-9.110
<i>Minderheitsanteile</i>		256	94

Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva				
in Mio €	Anhang	31. Dezember		1. Januar
		2009	2008	2008
Goodwill	(14a)	16.901	17.311	16.761
Immaterielle Vermögenswerte	(14a)	8.242	6.696	4.284
Sachanlagen	(14b)	60.787	56.480	48.552
At equity bewertete Unternehmen	(15)	7.342	8.931	8.411
Sonstige Finanzanlagen	(15)	9.131	8.823	21.478
<i>Beteiligungen</i>		5.461	3.806	14.583
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		3.670	5.017	6.895
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	2.652	2.451	2.449
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	3.388	3.789	1.758
Ertragsteueransprüche	(10)	1.549	1.988	2.034
Aktive latente Steuern	(10)	3.076	2.248	1.155
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>		<b>113.068</b>	<b>108.717</b>	<b>106.882</b>
Vorräte	(16)	4.518	4.774	3.811
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	1.729	2.101	1.515
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	23.007	28.848	16.895
Ertragsteueransprüche	(10)	1.925	1.515	539
Liquide Mittel	(18)	6.116	6.348	7.075
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		1.722	2.125	3.888
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		184	552	300
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		4.210	3.671	2.887
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	2.273	4.521	577
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>		<b>39.568</b>	<b>48.107</b>	<b>30.412</b>
<b>Summe Aktiva</b>		<b>152.636</b>	<b>156.824</b>	<b>137.294</b>



**Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva**

in Mio €	Anhang	31. Dezember		1. Januar
		2009	2008	2008
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.001	2.001	1.734
Kapitalrücklage	(20)	13.747	13.741	11.825
Gewinnrücklagen	(21)	26.578	22.181	26.828
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(22)	1.552	110	10.656
Eigene Anteile	(19)	-3.530	-3.549	-616
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen auf eigene Anteile	(19)	-	-	-1.053
<b>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</b>		<b>40.348</b>	<b>34.484</b>	<b>49.374</b>
Minderheitsanteile (vor Umgliederung)		4.157	4.538	6.281
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	(26)	-550	-578	-525
<b>Minderheitsanteile</b>	(23)	<b>3.607</b>	<b>3.960</b>	<b>5.756</b>
<b>Eigenkapital</b>		<b>43.955</b>	<b>38.444</b>	<b>55.130</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	30.657	25.036	15.915
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	7.850	9.753	6.682
Ertragsteuern	(10)	3.124	2.602	2.537
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	2.884	3.559	2.890
Übrige Rückstellungen	(25)	18.808	19.198	18.073
Passive latente Steuern	(10)	7.505	6.277	7.555
<b>Langfristige Schulden</b>		<b>70.828</b>	<b>66.425</b>	<b>53.652</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	7.120	16.022	5.549
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	23.099	28.370	17.004
Ertragsteuern	(10)	1.643	2.153	1.354
Übrige Rückstellungen	(25)	4.715	4.260	3.992
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	1.276	1.150	613
<b>Kurzfristige Schulden</b>		<b>37.853</b>	<b>51.955</b>	<b>28.512</b>
<b>Summe Passiva</b>		<b>152.636</b>	<b>156.824</b>	<b>137.294</b>

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2009	2008
Konzernüberschuss	8.645	1.621
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	172	128
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	3.981	6.852
Veränderung der Rückstellungen	162	635
Veränderung der latenten Steuern	918	-1.085
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	419	279
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-5.095	-1.407
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-62	-362
<i>Beteiligungen</i>	-4.829	-877
<i>Wertpapiere (&gt;3 Monate)</i>	-204	-168
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-148	-285
<i>Vorräte</i>	739	-1.454
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	1.983	-4.616
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	1.915	-10.172
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	-892	515
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-3.893	15.442
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)</b>	<b>9.054</b>	<b>6.738</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	4.925	432
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	311	190
<i>Beteiligungen<sup>1)</sup></i>	4.614	242
Auszahlungen für Investitionen	-9.200	-18.406
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-8.376	-8.996
<i>Beteiligungen</i>	-824	-9.410
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	6.610	10.235
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-6.083	-9.099
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	349	-240
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-3.399</b>	<b>-17.078</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen <sup>2)</sup>	-1	62
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Anteile <sup>2)</sup>	25	-2.951
Erhaltene Prämien für Put-Optionen auf eigene Anteile	-	25
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON AG	-2.857	-2.560
Gezahlte Dividenden an Minderheitsgesellschafter	-299	-377
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	10.399	22.976
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-12.437	-5.784
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-5.170</b>	<b>11.391</b>
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>485</b>	<b>1.051</b>
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	26	15
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-26	-15
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-	-
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	54	-267
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang	3.671	2.887
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende</b>	<b>4.210</b>	<b>3.671</b>

1) In 2009 sind hierin Auszahlungen in Zusammenhang mit dem Abgang von Beteiligungen in Höhe von 488 Mio € enthalten.

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

Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
in Mio €	2009	2008
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-1.737	-1.490
Gezahlte Zinsen	-1.800	-1.543
Erhaltene Zinsen	602	877
Erhaltene Dividenden	1.017	1.138

Weitere Erläuterungen zur Kapitalflussrechnung werden in Textziffer 29 gegeben.

## Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinn- rücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs- umrechnung	Weiter- veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
<b>Stand zum 1. Januar 2008</b>	<b>1.734</b>	<b>11.825</b>	<b>26.828</b>	<b>-318</b>	<b>11.081</b>	<b>-107</b>
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekauft/verkaufte eigene Anteile						
Kapitalerhöhung	267	1.916				
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.560			
Sonstige Veränderungen						
Anteilserhöhung			-3.469	-310	163	-35
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen			128			
Comprehensive Income			1.254	-1.919	-8.568	123
<i>Konzernüberschuss</i>			1.283			
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			-29			
<i>Other Comprehensive Income</i>				-1.919	-8.568	123
<b>Stand zum 31. Dezember 2008</b>	<b>2.001</b>	<b>13.741</b>	<b>22.181</b>	<b>-2.547</b>	<b>2.676</b>	<b>-19</b>
<b>Stand zum 1. Januar 2009</b>	<b>2.001</b>	<b>13.741</b>	<b>22.181</b>	<b>-2.547</b>	<b>2.676</b>	<b>-19</b>
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekauft/verkaufte eigene Anteile						
Kapitalerhöhung		6				
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.857			
Sonstige Veränderungen						
Anteilserhöhung			-87			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			7.341	542	835	65
<i>Konzernüberschuss</i>			8.396			
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			-1.055			
<i>Other Comprehensive Income</i>				542	835	65
<b>Stand zum 31. Dezember 2009</b>	<b>2.001</b>	<b>13.747</b>	<b>26.578</b>	<b>-2.005</b>	<b>3.511</b>	<b>46</b>

Eigene Anteile	Put-Optionen auf eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	Minderheits- anteile (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Minderheits- anteile	Summe
<b>-616</b>	<b>-1.053</b>	<b>49.374</b>	<b>6.281</b>	<b>-525</b>	<b>5.756</b>	<b>55.130</b>
			267		267	267
-2.933		-2.933				-2.933
		2.183	153		153	2.336
			-23		-23	-23
		-2.560	-418		-418	-2.978
			-194		-194	-194
		-3.651	-1.622		-1.622	-5.273
	1.053	1.181		-53	-53	1.128
		-9.110	94		94	-9.016
		1.283	338		338	1.621
		-29	-47		-47	-76
		-10.364	-197		-197	-10.561
<b>-3.549</b>	<b>0</b>	<b>34.484</b>	<b>4.538</b>	<b>-578</b>	<b>3.960</b>	<b>38.444</b>
<b>-3.549</b>	<b>0</b>	<b>34.484</b>	<b>4.538</b>	<b>-578</b>	<b>3.960</b>	<b>38.444</b>
			-52		-52	-52
19		19				19
		6	23		23	29
			-25		-25	-25
		-2.857	-270		-270	-3.127
			-1		-1	-1
		-87	-312		-312	-399
				28	28	28
		8.783	256		256	9.039
		8.396	249		249	8.645
		-1.055	-11		-11	-1.066
		1.442	18		18	1.460
<b>-3.530</b>	<b>0</b>	<b>40.348</b>	<b>4.157</b>	<b>-550</b>	<b>3.607</b>	<b>43.955</b>

## (1) Allgemeine Grundsätze

Der E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) ist ein in Deutschland ansässiger, international aufgestellter Energiekonzern mit integrierten Strom- und Gasaktivitäten. Die berichtspflichtigen Segmente im Sinne des International Financial Reporting Standard (IFRS) 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) des E.ON-Konzerns sind an der internen Organisations- und Berichtsstruktur ausgerichtet:

- Die Market Unit Central Europe unter Führung der E.ON Energie AG (E.ON Energie), München, fokussiert sich auf das Stromgeschäft und das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan-European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Energiebeteiligungen im europäischen Ausland. Führungsgesellschaft dieser Market Unit ist die E.ON Ruhrgas AG (E.ON Ruhrgas), Essen.
- Die Market Unit UK umfasst das Energiegeschäft in Großbritannien. Geführt wird diese Market Unit durch die E.ON UK plc (E.ON UK), Coventry, Großbritannien.
- Die Market Unit Nordic, geführt von dem integrierten Energieunternehmen E.ON Sverige AB (E.ON Sverige), Malmö, Schweden, konzentriert sich auf das Energiegeschäft in Nordeuropa.
- Die Market Unit US-Midwest unter Führung der E.ON U.S. LLC (E.ON U.S.), Louisville, Kentucky, USA, ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky tätig.
- Die Market Unit Energy Trading, mit der Führungsgesellschaft E.ON Energy Trading SE (E.ON Energy Trading), Düsseldorf, umfasst die europäischen Handelsaktivitäten für Strom, Gas, Kohle, Öl und CO<sub>2</sub>-Zertifikate des Konzerns.
- Alle sonstigen Segmente werden im Einklang mit IFRS 8 zusammengefasst und als Segment Neue Märkte bezeichnet. Dieses beinhaltet die Aktivitäten der neuen Market Units Climate & Renewables, Italy und Russia sowie die Market Unit Spain.

Zudem beinhaltet Corporate Center/Konsolidierung, neben der E.ON AG (E.ON oder Gesellschaft) selbst, die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzern-ebene durchzuführenden Konsolidierungen. Bezüglich weiterer Informationen zu den Segmenten wird auf Textziffer 33 verwiesen.

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 2009 verpflichtend anzuwenden waren.

## (2) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

### Allgemeine 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 Minderheitsanteilen 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.

Transaktionen mit Minderheiten werden als Transaktionen mit Eigenkapitalgebern behandelt. Resultiert aus dem Erwerb weiterer Anteile an einem Tochterunternehmen ein Unterschiedsbetrag zwischen den Anschaffungskosten für diese Anteile und dem Buchwert des erworbenen Minderheitenanteils, ist dieser vollständig im Eigenkapital zu erfassen.

Gewinne und Verluste aus Verkäufen von Anteilen an Minderheiten 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 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 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 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 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 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	2009	2008	2009	2008
Britisches Pfund	GBP	0,89	0,95	0,89	0,80
Norwegische Krone	NOK	8,30	9,75	8,73	8,22
Russischer Rubel	RUB	43,15	41,28	44,14	36,42
Schwedische Krone	SEK	10,25	10,87	10,62	9,62
Ungarischer Forint	HUF	270,42	266,70	280,33	251,51
US-Dollar	USD	1,44	1,39	1,39	1,47

### Ertragsrealisierung

#### a) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung an den Kunden beziehungsweise mit Erfüllung der Leistung. 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 und Endverbraucher. 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 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 für Zwecke des Goodwill-Impairment-Tests sind regelmäßig die operativen Geschäftsbereiche unterhalb der Segmente beziehungsweise die Segmente.

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 zudem 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.

Abschreibungen, 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 selbsterstellten 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 grundsätzlich 5 bis 25 Jahre beziehungsweise bei Software 3 bis 5 Jahre. Zudem werden vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte 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 vorgenommen.

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 14a 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 2009 und 2008 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 bzw. bei Unterdeckung zum aktuellen Fair Value der Emissionsrechte berücksichtigt. Die Aufwendungen für die Bildung der Rückstellung werden im Materialaufwand ausgewiesen.

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit werden Emissionsrechte auch zu Eigenhandelszwecken gehalten. Emissionsrechte des Eigenhandelsbestands werden unter den sonstigen betrieblichen Vermögenswerten mit den Anschaffungskosten oder dem niedrigeren Fair Value angesetzt.

## Sachanlagen

Sachanlagen sind mit ihren Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich aktivierungspflichtiger Stilllegungskosten bewertet und werden entsprechend der voraussichtlichen Nutzungsdauer der Komponenten grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf besser gerecht wird. Die Nutzungsdauern der wesentlichen Komponenten werden nachfolgend dargestellt:

Nutzungsdauern der Sachanlagen	
Gebäude	10 bis 50 Jahre
Technische Anlagen und Maschinen	10 bis 65 Jahre
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3 bis 25 Jahre

Sachanlagen werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte. In einem solchen Fall erfolgt die Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36 entsprechend den für immaterielle Vermögenswerte erläuterten Grundsätzen. Sofern eine Wertminderung vorzunehmen ist, wird die Restnutzungsdauer gegebenenfalls entsprechend angepasst. Sind die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen, werden diese Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben, wobei diese Wertaufholung nicht den Buchwert übersteigen darf, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderung erfasst worden wäre.

Investitionszulagen oder -zuschüsse mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt.

Nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten, zum Beispiel aufgrund von Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen, werden nur dann als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Vermögenswerts oder – sofern einschlägig – als separater Vermögenswert erfasst, wenn es wahrscheinlich ist, dass daraus dem Konzern zukünftig wirtschaftlicher Nutzen zufließen wird und die Kosten des Vermögenswerts zuverlässig ermittelt werden können.

Aufwendungen für Reparaturen und Wartungen, die keine wesentliche Ersatzinvestition darstellen, werden in dem Geschäftsjahr aufwandswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in dem sie angefallen sind.

## Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen

Die Explorations- und Feldesentwicklungs-Ausgaben der Market Unit Pan-European 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 konzernerheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 4,5 Prozent für 2009 (2008: 5,0 Prozent) zugrunde gelegt. Andere Fremdkapitalkosten werden aufwandswirksam gebucht.

## Zuwendungen der öffentlichen Hand

Investitionszulagen oder -zuschüsse der öffentlichen Hand mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt. Sie werden auf linearer Basis über die erwartete Nutzungsdauer der zugehörigen Vermögenswerte erfolgswirksam aufgelöst.

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden dann zum Fair Value erfasst, wenn mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die Zuwendung erfolgen wird und der Konzern die notwendigen Bedingungen für den Erhalt der Zuwendung erfüllt.

Öffentliche Zuwendungen für Kosten werden über den Zeitraum ertragswirksam gebucht, in dem die entsprechenden Kosten, für deren Kompensation sie gewährt wurden, anfallen.

### Leasing

Leasing-Transaktionen werden in Einklang mit IAS 17 „Leasingverhältnisse“ (IAS 17) entsprechend den vertraglichen Regelungen und den daraus resultierenden Chancen und Risiken klassifiziert. Zudem konkretisiert IFRIC 4 „Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ (IFRIC 4) die Kriterien für eine Einstufung von Vereinbarungen über die Nutzung von Vermögenswerten als Leasing. Bei kumulativer Erfüllung der Kriterien in IFRIC 4 können auch Bezugs- beziehungsweise Lieferverträge im Strom- und Gasbereich sowie bestimmte Nutzungsrechte als Leasing zu klassifizieren sein. E.ON schließt Verträge sowohl als Leasinggeber als auch als Leasingnehmer ab.

Transaktionen, bei 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 weiterveräußerbar kategorisierten Wertpapiere werden fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Daraus resultierende unrealisierte Gewinne und Verluste werden nach Abzug von latenten Steuern bis zur Realisierung separat im Eigenkapital ausgewiesen. Realisierte Gewinne und Verluste werden auf Basis von einzelnen Transaktionen ermittelt. Liegen objektive Hinweise für eine Wertminderung vor, werden zuvor im Eigenkapital 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 weiterveräußerbar klassifizierten Eigenkapitalinstrumente und ähnlicher langfristiger Investitionen zum Bilanzstichtag mindestens 20 Prozent unterhalb der Anschaffungskosten oder liegt der Wert seit mehr als zwölf Monaten durchschnittlich mindestens 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 Investmentgrade zu Non-Investmentgrade 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 zuzüglich 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- und Zins-/Währungsswaps 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 erforderliche Teil der Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments im Eigenkapital als Bestandteil des kumulierten Other Comprehensive Income ausgewiesen. Eine Umbuchung in die Gewinn- und Verlustrechnung wird in der Periode vorgenommen, in der die Cash Flows 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 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.

IFRS 7 „Finanzinstrumente: Anhangangaben“ (IFRS 7) fordert umfangreiche qualitative und quantitative Angaben über das Ausmaß von Risiken aus Finanzinstrumenten. Weitere Informationen zu den Finanzinstrumenten sind in den Textziffern 30 und 31 zu finden.

### Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten beziehungsweise zum niedrigeren Netto-Veräußerungswert. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertberichtigungen auf den Netto-Veräußerungswert berücksichtigt.

### Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Forderungen und sonstige Vermögenswerte werden anfänglich zum Fair Value angesetzt, der im Regelfall dem Nominalbetrag entspricht. In der Folge werden sie zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Verwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen, die im ausgewiesenen Netto-Buchwert enthalten sind. Ist der Ausfall eines bestimmten Anteils des gesamten Forderungsbestands wahrscheinlich, werden Wertberichtigungen in dem Umfang vorgenommen, der dem erwarteten 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 zurechenbarer 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 Minderheitsgesellschaftern von Tochterunternehmen eingegangen. Durch diese Vereinbarungen erhalten die Minderheitsaktionäre 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 Minderheitsanteile 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 Minderheiten zurückgegliedert. Ein etwaiger Differenzbetrag zwischen Verbindlichkeiten und Minderheitsanteilen 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 Minderheitsanteile 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 Minderheitsanteile 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). Sowohl bei dem im Geschäftsjahr 2006 eingeführten E.ON Share Performance Plan als auch bei den noch vorhandenen Stock Appreciation Rights, die zwischen 1999 und 2005 im Rahmen des virtuellen Aktienoptionsprogramms der E.ON AG gewährt worden waren, handelt es sich um aktienbasierte Vergütungstransaktionen mit Barausgleich, die zu jedem Bilanzstichtag zum Fair Value bewertet werden. Der Vergütungsaufwand wird erfolgswirksam über den Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit erfasst. E.ON ermittelt den Fair Value mittels Monte-Carlo-Simulationstechnik.

### 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 Verpflichtung 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.

Zahlungen für beitragsorientierte Versorgungspläne werden bei Fälligkeit als Aufwand erfasst und innerhalb des Personalaufwands ausgewiesen. Zahlungen für staatliche Versorgungspläne werden wie die von beitragsorientierten Versorgungsplänen behandelt, sofern die Verpflichtungen im Rahmen dieser Versorgungspläne denen aus beitragsorientierten Versorgungsplänen 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 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 Verpflichtungsumfangs sowie regelmäßig aus der Anpassung des Diskontierungszinssatzes an das aktuelle Marktzinsniveau. Die Anpassung von Rückstellungen für die Stilllegung beziehungsweise den Rückbau von Sachanlagen an 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.

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 berechnet, 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.



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.

### 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 (2008: 30 Prozent) ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent (2008: 15 Prozent) der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz in Höhe von 14 Prozent (2008: 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. Im Zusammenhang mit dem Erwerb beziehungsweise Verkauf von Tochterunternehmen gezahlte Kaufpreise (beziehungsweise erhaltene Verkaufspreise) werden abzüglich erworbener (beziehungsweise abgegebener) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente im Bereich der Investitionstätigkeit gezeigt. 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 und das Adjusted EBIT als die intern verwendete Ergebnisgröße zur Performance-Messung 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 dem Adjusted EBITDA. Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung schließt neben den Finanzschulden auch Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein. Als Zielgröße hat E.ON einen Debt Factor von 3 festgelegt, der aus dem Zielrating Single A flat/A2 abgeleitet ist. Der Debt Factor und damit die Kapitalstruktur wird bei Unter- oder Überschreiten der Zielgröße von 3 aktiv gesteuert.

Bei einem Adjusted EBITDA im Geschäftsjahr von 13.526 Mio € (2008: 13.385 Mio €) und einer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum Bilanzstichtag in Höhe von 44.665 Mio € (2008: 44.946 Mio €) beträgt der Debt Factor 3,3 (2008: 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.

### Neue 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 2009 bis 31. Dezember 2009 verpflichtend anzuwenden sind:

#### IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“

Im März 2009 veröffentlichte das IASB eine Änderung zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“ (IFRS 7). Danach sind für jedes zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrument die Methoden und Annahmen anzugeben, die der Ermittlung des Wertansatzes zugrunde liegen. Sofern der beizulegende Zeitwert unter Einsatz von Bewertungsmodellen (Fair Value Stufe 3) ermittelt wurde, sind Angaben zu den verwendeten Prämissen erforderlich. Zudem ist für diese Finanzinstrumente eine Überleitung der Bilanzwerte erforderlich. Sollten sich diese Annahmen ändern, sind die Auswirkungen unter Berücksichtigung von Wesentlichkeitsaspekten anzugeben. Die Standardanpassung wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist spätestens ab 1. Januar 2009 verpflichtend anzuwenden. E.ON kommt den erweiterten Veröffentlichungspflichten im aktuellen Konzernabschluss nach.

#### IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“

Im September 2007 veröffentlichte das IASB eine überarbeitete Fassung des IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1). Wesentliche Änderungen gegenüber der alten Fassung ergeben sich insbesondere in der Darstellung des Eigenkapitals sowie bei der Bezeichnung der Bestandteile des Konzernabschlusses. Darüber hinaus ist in den Fällen, in denen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden rückwirkend angewendet werden, es zu einer rückwirkenden Anpassung von Posten des Jahresabschlusses kommt oder derartige Posten umgegliedert werden, die Eröffnungsbilanz der frühesten Vergleichsperiode anzugeben. Der überarbeitete Standard gilt für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2009 beginnen. Er wurde von der EU in europäisches Recht übernommen.

### Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards

Das IASB überarbeitet im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ bestehende Standards. Diese Änderungen werden durch das IASB als kleine, nicht dringliche, aber notwendige Änderungen angesehen, die daher in einem Gesamtstandard zusammengefasst werden. Im Mai 2008 erfolgte die Veröffentlichung des ersten Sammelstandards durch das IASB. Eine Vielzahl der Änderungen ist auf Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2009 beginnen. Der Sammelstandard wurde von der EU in europäisches Recht übernommen. Gemäß den Vorgaben des Sammelstandards weist E.ON die derivativen Finanzinstrumente auf Basis ihrer Restlaufzeit als kurz- beziehungsweise langfristige Vermögenswerte und Schulden aus. Hierdurch kommt es zu einer Umgliederung bei den sonstigen betrieblichen Vermögenswerten sowie den sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten aus dem kurzfristigen in den langfristigen Bereich. Da es sich hierbei um eine rückwirkende Umgliederung von Jahresabschlussposten im Sinne des IAS 1 handelt, ist E.ON zum Ausweis der Eröffnungsbilanz der Vergleichsperiode (1. Januar 2008) verpflichtet.

### Änderungen an IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der IFRS“ und IAS 27 „Konzern- und Einzelabschlüsse“ – Anschaffungskosten von Anteilen an Tochterunternehmen, gemeinschaftlich geführten Unternehmen oder assoziierten Unternehmen

Im Mai 2008 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der IFRS“ und IAS 27 „Konzern- und Einzelabschlüsse“ – Anschaffungskosten von Anteilen an Tochterunternehmen, gemeinschaftlich geführten Unternehmen oder assoziierten Unternehmen. Mit der überarbeiteten Fassung ergeben sich Vereinfachungen bei der erstmaligen Aufstellung eines Einzelabschlusses nach IFRS. So können Anteile an Tochterunternehmen, Joint Ventures und assoziierten Unternehmen alternativ mit ihrem beizulegenden Zeitwert im Zeitpunkt des Übergangs auf IFRS oder dem sich nach den bisher angewendeten Rechnungslegungsgrundsätzen ergebenden Buchwert der Beteiligung im Übergangszeitpunkt angesetzt werden. Darüber hinaus wurde die Definition der Anschaffungskostenmethode in IAS 27 eliminiert, sodass Ausschüttungen von Gewinnen aus der Zeit vor Erwerb eines Tochterunternehmens nicht mehr erfolgsneutral mit dem Beteiligungsbuchwert zu verrechnen sind, sondern erfolgswirksam vereinnahmt werden. Die Änderungen wurden von der EU in europäisches Recht übernommen und sind danach für die Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2009 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine Auswirkungen.

### Änderung zu IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“ – Ausübungsbedingungen und Annullierungen

Im Januar 2008 veröffentlichte das IASB eine überarbeitete Version des IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“ (IFRS 2). Die Änderungen gegenüber der alten Fassung betreffen im Wesentlichen die Definition von Ausübungsbedingungen, die Definition und Behandlung von Nichtausübungsbedingungen sowie Regelungen bei einer Annullierung einer Zusage durch eine andere Partei als das Unternehmen selbst. Die Änderungen wurden von der EU in europäisches Recht übernommen und sind spätestens ab 1. Januar 2009 verpflichtend anzuwenden. Für E.ON ergeben sich hieraus keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen zu IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ und zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“

Im Februar 2008 verabschiedete das IASB Änderungen zu IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ und zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“. Wesentlicher Gegenstand der Änderungen ist der Ausweis von bestimmten kündbaren Finanzinstrumenten, die gleichzeitig Gesellschaftsanteile darstellen. Nach bisheriger Definition des IAS 32 waren diese Finanzinstrumente als Fremdkapital auszuweisen. Die Neuregelung sieht unter anderem einen Ausweis als Eigenkapital vor, sofern dem Gesellschafter aus diesen Anteilen ein Anspruch auf das anteilige Netto-Reinvermögen im Liquidationsfall zusteht. Sie wurden von der EU in europäisches Recht übernommen und sind danach spätestens ab 1. Januar 2009 verpflichtend anzuwenden. Aus den Änderungen ergeben sich keine Auswirkungen für E.ON.

### Änderungen zu IFRIC 9 „Neubeurteilung eingebetteter Derivate“ und zu IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“

Im März 2009 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRIC 9 „Neubeurteilung eingebetteter Derivate“ (IFRIC 9) und zu IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ (IAS 39) zur Klarstellung der bilanziellen Behandlung von eingebetteten Derivaten, bei denen von einer Umklassifizierungsänderung Gebrauch gemacht wird, wie sie das IASB im Oktober 2008 durch Änderung des IAS 39 ermöglicht hat. Danach sind bei einer Umklassifizierung von Finanzinstrumenten aus der Kategorie der erfolgswirksamen Bewertung zum beizulegenden Zeitwert alle eingebetteten Derivate neu zu bewerten und wenn nötig, separat im Abschluss zu erfassen. Diese Regelungen wurden von der EU in europäisches Recht übernommen und sind danach für Geschäftsjahre anzuwenden, die nach dem 31. Dezember 2008 beginnen. Aus den Änderungen ergeben sich keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### IFRIC 13 „Kundenbindungsprogramme“

Im Juni 2007 wurde IFRIC 13 „Kundenbindungsprogramme“ (IFRIC 13) veröffentlicht. Die Interpretation befasst sich mit der Rechnungslegung von Unternehmen, die Prämien gutgeschrieben an Kunden vergeben. Die Interpretation regelt die bilanzielle Behandlung von Verpflichtungen zur kostenfreien oder verbilligten Lieferung von Gütern und Dienstleistungen, die den Unternehmen aufgrund solcher gewährter Prämien entstehen. IFRIC 13 wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach spätestens ab 1. Januar 2009 verpflichtend anzuwenden. E.ON hat keine Programme identifiziert, die unter die Regelungen des IFRIC 13 fallen.

### IFRIC 14 „IAS 19 – Die Begrenzung eines leistungsorientierten Vermögenswertes, Mindestdotierungsverpflichtungen und ihre Wechselwirkung“

Im Juli 2007 wurde IFRIC 14 „IAS 19 – Die Begrenzung eines leistungsorientierten Vermögenswertes, Mindestdotierungsverpflichtungen und ihre Wechselwirkung“ (IFRIC 14) veröffentlicht. Die Interpretation gibt allgemeine Leitlinien zur Bestimmung der Obergrenze des Überschussbetrags eines Pensionsfonds, der nach IAS 19 als Vermögenswert angesetzt werden kann. In der Interpretation wird auch dargestellt, wie sich gesetzliche oder vertragliche Mindestdotierungsanforderungen auf Vermögenswerte oder Schulden eines Plans auswirken können. Nach IFRIC 14 hat der Arbeitgeber keine weitere Schuld anzusetzen, es sei denn, die nach den Mindestdotierungsanforderungen zu zahlenden Beiträge können nicht an die Gesellschaft zurückgezahlt werden. Die Interpretation wurde in europäisches Recht übernommen und ist danach spätestens ab 1. Januar 2009 verpflichtend anzuwenden. Auf der Basis der bestehenden Pensionspläne ergaben sich für E.ON keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Weitere Änderungen

Der Vorjahresausweis von Forderungen gegen Beteiligungsunternehmen und Verbindlichkeiten gegenüber Beteiligungsunternehmen erfolgt nunmehr nach der Art des zugrunde liegenden Geschäftsvorfalles. Die Vergleichszahlen wurden entsprechend angepasst. In der Segmentberichterstattung wurde auf die Angaben zum Segmentvermögen je Segment verzichtet, da diese keine zentralen internen Steuerungsgrößen darstellen.

### In 2009 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 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards“

Im November 2008 veröffentlichte das IASB eine geänderte Version des IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der Financial Reporting Standards“ (IFRS 1). Ziel der Neufassung ist es, die Anwendung dieses Standards zu vereinfachen. Die geänderte Version des IFRS 1 ist für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 31. Dezember 2009 beginnen. Die Übernahme in europäisches Recht ist durch die EU erfolgt.

Darüber hinaus verabschiedete das IASB im Juli 2009 sowie im Januar 2010 weitere Änderungen des IFRS 1, die im Wesentlichen Erleichterungen bei der erstmaligen Umstellung auf IFRS für bestimmte Sachverhalte definieren. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2010 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU steht noch aus.

Da E.ON den Konzernabschluss bereits nach den IFRS aufstellt, sind die Neufassung des Standards sowie dessen Änderungen nicht relevant.

#### IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“

Im Januar 2008 veröffentlichte das IASB im Rahmen des „Business Combinations II“-Projektes eine neue Fassung des IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“. Wesentliche Änderungen gegenüber der alten Fassung ergeben sich insbesondere beim Ansatz und der Bewertung der durch einen Zusammenschluss übernommenen Vermögenswerte und Schulden, bei der Bewertung von Minderheitsanteilen sowie der Goodwill-Ermittlung und bei der Abbildung von Transaktionen mit variablen Kaufpreisen. Der überarbeitete Standard ist für Transaktionen anzuwenden, die in Geschäftsjahren stattfinden, die am oder nach dem 1. Juli 2009 beginnen. Der Standard wurde von der EU in europäisches Recht übernommen. E.ON kann aufgrund des im Standard enthaltenen Wahlrechts bezüglich der Goodwill-Ermittlung, das einzeln ausgeübt werden kann, derzeit keine generelle Aussage über die künftigen Auswirkungen auf den Konzernabschluss tätigen.

### 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. Der neue Standard ist auf Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. Eine Übernahme des Standards in europäisches Recht durch die EU ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht derzeit die möglichen Auswirkungen des Standards.

### 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 (related parties) sowie die Reduzierung der Offenlegungserfordernisse bei Unternehmen, die aufgrund staatlicher Kontrolle oder wesentlichen staatlichen Einflusses als zueinander nahestehend gelten. Eine Übernahme in europäisches Recht durch die EU steht noch aus. Die Änderungen sind verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2011 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### IAS 27 „Konzern- und separate Einzelabschlüsse“

Im Januar 2008 veröffentlichte das IASB im Rahmen des „Business Combinations II“-Projektes eine überarbeitete Fassung des IAS 27 „Konzern- und separate Einzelabschlüsse“ (IAS 27), der Regelungen zur Konsolidierung enthält. Hier wurde insbesondere erstmals auf Transaktionen eingegangen, bei denen Anteile an einem (Tochter-)Unternehmen ge- oder verkauft werden, ohne dass es zu einer Änderung der Beherrschung des Unternehmens kommt. Wesentliche Änderungen

gegenüber der alten Fassung ergeben sich zudem namentlich beim Ansatz und der Bewertung eines verbleibenden Investments beim Verlust der Beherrschung an dem vormaligen Tochterunternehmen sowie beim Ansatz der auf Minderheiten entfallenden Verluste. Die Änderungen wurden in europäisches Recht übernommen und sind für Geschäftsjahre anzuwenden die am oder nach dem 1. Juli 2009 beginnen. Die Änderungen des IAS 27 können transaktionsbezogene Auswirkungen auf den E.ON-Konzernabschluss haben, die derzeit nicht abschätzbar sind.

### Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards

Zusätzlich zu den dargestellten Änderungen einzelner Standards überarbeitet das IASB im sogenannten „Annual Improvements Process“ bestehende Standards. Im April 2009 veröffentlichte das IASB zum zweiten Mal einen entsprechenden Sammelstandard. Eine Vielzahl der Änderungen ist auf Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2010 beginnen. Der Sammelstandard wurde von der EU noch nicht in das europäische Recht übernommen. Soweit Änderungen des diesjährigen Standards für E.ON relevant sind, werden sie künftig entsprechend umgesetzt. Die Änderungen werden nach derzeitiger Einschätzung keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss haben.

### Änderungen zu IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“

Im Juni 2009 hat das IASB Änderungen des IFRS 2 veröffentlicht, die die Bilanzierung von anteilsbasierten Vergütungen mit Barausgleich innerhalb eines Konzernverbunds klarstellen. Die Regelung betrifft dabei diejenigen Fälle, in denen ein Unternehmen Güter oder Dienstleistungen erhalten hat, bei denen aber nicht das Unternehmen selbst, sondern sein Mutterunternehmen oder ein anderes Konzernunternehmen zur Begleichung der Zahlung verpflichtet ist. Im Zuge der Änderung wurden die Vorschriften des IFRIC 8 „Anwendungsbereich IFRS 2“ und IFRIC 11 „Konzerninterne Geschäfte und Geschäfte mit eigenen Anteilen nach IFRS 2“ in den Standard integriert. Beide Interpretationen wurden daher durch das IASB zurückgezogen. Die Änderung des IFRS 2 ist erstmals auf Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2010 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. Eine Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet aus der Änderung keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

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

Im Oktober 2009 hat das IASB eine Änderung zu IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ veröffentlicht, die insbesondere die Klassifizierung von Bezugsrechten regelt. Danach sind bestimmte Bezugsrechte, Optionen und Optionsscheine in fremder Währung beim Emittenten, auf dessen Eigenkapitalinstrument 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. E.ON erwartet hieraus keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderung zu IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ – Zulässige Grundgeschäfte im Rahmen von Sicherungsbeziehungen

Im Juli 2008 hat das IASB Ergänzungen zu IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ – Zulässige Grundgeschäfte im Rahmen von Sicherungsbeziehungen veröffentlicht. Im Wesentlichen werden die Grundsätze der Designation von Inflationsrisiken als Grundgeschäft sowie der Designation eines einseitigen Risikos in einem Grundgeschäft konkretisiert. Die Ergänzungen sind auf Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2009 beginnen. Der Standard wurde von der EU in europäisches Recht übernommen. Aus der Änderung werden sich keine wesentlichen Auswirkungen für E.ON ergeben.

### IFRIC 12

#### „Dienstleistungskonzessionsvereinbarungen“

Im November 2006 wurde IFRIC 12 „Dienstleistungskonzessionsvereinbarungen“ (IFRIC 12) veröffentlicht. Die Interpretation regelt die Bilanzierung von Vereinbarungen, bei denen die öffentliche Hand als Konzessionsgeber Aufträge für die Erfüllung öffentlicher Aufgaben an private Unternehmen als Konzessionsnehmer vergibt. Zur Erfüllung dieser Aufgaben nutzt das private Unternehmen Infrastruktur, die in der Verfügungsmacht der öffentlichen Hand verbleibt. Das private Unternehmen ist für den Bau, den Betrieb und die Erhaltungsmaßnahmen in Bezug auf die Infrastruktur verantwortlich. Die Interpretation ist von der EU in europäisches Recht übernommen worden und danach spätestens für Geschäftsjahre,

die am oder nach dem 29. März 2009 beginnen, verpflichtend anzuwenden. E.ON hat die Auswirkungen der Interpretation untersucht. Danach ergeben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### IFRIC 15 „Immobilienfertigungsaufträge“

Im Juli 2008 wurde IFRIC 15 „Immobilienfertigungsaufträge“ (IFRIC 15) veröffentlicht. Die Interpretation regelt die Bilanzierung von Immobilienverkäufen, bei denen es vor Abschluss der Bauarbeiten zum Vertragsabschluss mit dem Erwerber kommt. IFRIC 15 definiert Kriterien, nach denen sich die Bilanzierung entweder nach IAS 11 „Fertigungsaufträge“ oder nach IAS 18 „Erträge“ zu richten hat. Daraus ergibt sich, zu welchem Zeitpunkt die Erträge aus der Errichtung erfasst werden sollten. Darüber hinaus wird geregelt, welche Anhangangaben zu machen sind. Die Interpretation wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach für Geschäftsjahre anzuwenden, die nach dem 31. Dezember 2009 beginnen. Die erstmalige Anwendung von IFRIC 15 wird keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON haben.

### IFRIC 16 „Absicherungen einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb“

Im Juli 2008 wurde IFRIC 16 „Absicherungen einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb“ (IFRIC 16) veröffentlicht. Die Interpretation regelt Zweifelsfragen in Verbindung mit der Sicherung eines ausländischen Geschäftsbetriebes. Erläutert wird, was als Risiko bei der Absicherung einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb anzusehen ist, wo innerhalb der Unternehmensgruppe das Sicherungsinstrument zur Minderung dieses Risikos gehalten werden darf und wie bei Abgang des ausländischen Geschäftsbetriebes zu verfahren ist. Die Interpretation wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist für Geschäftsjahre anzuwenden, die nach dem 30. Juni 2009 beginnen. Für E.ON werden sich keine weitreichenden Änderungen aus der erstmaligen Anwendung dieser Interpretation ergeben.

### IFRIC 17 „Sachdividenden an Eigentümer“

Im November 2008 wurde IFRIC 17 „Sachdividenden an Eigentümer“ (IFRIC 17) veröffentlicht. Die Interpretation regelt die Bewertung von Vermögenswerten, die keine Zahlungsmittel sind und die ein Unternehmen als Gewinnausschüttung an die Anteilseigner überträgt. Nach IFRIC 17 ist eine Dividendenverpflichtung anzusetzen, wenn die Dividende von den zuständigen Organen genehmigt wurde und nicht mehr im Ermessen des Unternehmens steht. Diese Verpflichtung ist zum beizulegenden Zeitwert der zu übertragenden Nettovermögenswerte zu bewerten. Die Differenz zwischen der Dividendenverpflichtung und dem Buchwert des zu übertragenden Vermögenswertes ist erfolgswirksam zu erfassen. Es sind zusätzliche Anhangangaben vorzunehmen, wenn die für die Ausschüttung vorgesehenen Vermögenswerte der Definition eines aufgegebenen Geschäftsbereichs entsprechen. Die Interpretation wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach für Geschäftsjahre anzuwenden, die nach dem 31. Oktober 2009 beginnen. E.ON erwartet keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“

Im Januar 2009 wurde IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“ (IFRIC 18) veröffentlicht. IFRIC 18 kommt in den Fällen zur Anwendung, in denen ein Unternehmen von seinen Kunden ein Sachanlagegut oder die Finanzmittel zur Herstellung oder Anschaffung eines Vermögenswertes

erhält, um den Kunden im Gegenzug Zugang zu einem Netzwerk, einer Dienstleistung oder der Lieferung von Gütern zu verschaffen. Die Interpretation wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach spätestens für Geschäftsjahre, die nach dem 31. Oktober 2009 beginnen, verpflichtend anzuwenden. E.ON erwartet keine wesentlichen 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. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Eine Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

## (3) Konsolidierungskreis

Die Anzahl der konsolidierten Unternehmen hat sich wie folgt verändert:

Konsolidierungskreis			
	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2008	153	438	591
Zugänge	18	91	109
Abgänge/Verschmelzungen	20	34	54
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2008</b>	<b>151</b>	<b>495</b>	<b>646</b>
Zugänge	15	14	29
Abgänge/Verschmelzungen	21	68	89
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2009</b>	<b>145</b>	<b>441</b>	<b>586</b>

Im Jahr 2009 wurden insgesamt 57 inländische und 74 ausländische Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2008: 103 bzw. 83). Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten werden in Textziffer 4 erläutert.

#### (4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

##### Unternehmenserwerbe im Jahr 2009

###### Yushno Russkoje

Im Oktober 2008 haben sich E.ON und OAO Gazprom, Moskau, Russische Föderation (Gazprom), auf eine Beteiligung von E.ON am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje verständigt. E.ON hat als Gegenleistung neben einer geringen Barkomponente die von E.ON mittelbar gehaltenen Aktien an Gazprom, die 2,93 Prozent des Eigenkapitals von Gazprom ausmachen, im Wert von 2,3 Mrd € hingegeben. Die Beteiligung am Gasfeld erfolgt über die Übernahme von 25 Prozent minus 3 Aktien

an der OAO Severneftegazprom, Krasnoselkup, Russische Föderation, die Inhaberin der Förderlizenz ist. Diese Beteiligung wird mit anteiligen Anschaffungskosten von 0,2 Mrd € als assoziiertes Unternehmen nach der Equity-Methode bilanziert. Wesentliche Effekte auf Basis der vorläufigen Kaufpreisallokation sind für diese Beteiligung nicht gegeben. Die Vermarktung des zuzurechnenden Gases erfolgt über die Projektgesellschaft ZAO Gazprom YRGM Development, Salekhard, Russische Föderation, deren Ergebnis E.ON über eine Vorzugsaktie zuzurechnen ist. Aufgrund der Zuordnung der wesentlichen Chancen und Risiken ist diese Gesellschaft im E.ON-Konzern seit Oktober 2009 voll zu konsolidieren. Die nachfolgenden Daten beziehen sich auf ZAO Gazprom YRGM Development:

Wesentliche Bilanzposten ZAO Gazprom YRGM Development			
in Mio €	Buchwerte vor Erstkonsolidierung	Kaufpreisallokation	Buchwerte bei Erstkonsolidierung
Immaterielle Vermögenswerte	-	2.564	2.564
Sonstige Vermögenswerte	1	4	5
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>1</b>	<b>2.568</b>	<b>2.569</b>
Langfristige Schulden	-	513	513
<b>Summe Schulden</b>	<b>0</b>	<b>513</b>	<b>513</b>
<b>Nettovermögen</b>	<b>1</b>	<b>2.055</b>	<b>2.056</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	-	2.055	0
<i>Minderheitsanteile</i>	1	-	1
<b>Anschaffungskosten</b>		<b>2.205</b>	
<b>Verbleibender Goodwill (vorläufig)</b>		<b>150</b>	<b>150</b>

Die potenziellen Umsatz- und Ergebnisauswirkungen bei einer Einbeziehung der Gesellschaft über das gesamte Geschäftsjahr können aufgrund der neuen Geschäftsstruktur nicht belastbar ermittelt werden. Liquide Mittel wurden nur in geringem Umfang übernommen.

Im Konzernabschluss 2009 sind Umsätze in Höhe von 320 Mio € sowie ein Jahresüberschuss von 79 Mio € unter Berücksichtigung von Ergebniseffekten aus der vorläufigen Kaufpreisverteilung erfasst.

Wesentliche Vermögenswerte im Zuge der Kaufpreisverteilung stellen vorteilhafte Gaslieferverträge dar, auf die der größte Teil des Unterschiedsbetrags entfällt. Die Bewertung insbesondere dieser Verträge ist noch nicht abgeschlossen. Die langfristigen Schulden beinhalten ausschließlich latente Steuern. Es verbleibt bei der Projektgesellschaft ein als vorläufiger Goodwill bilanzierter Differenzbetrag von 150 Mio €. Die Kaufpreisverteilung ist zum 31. Dezember 2009 vorläufig.



### Langerlo-Vilvoorde NV

Im Zuge der Umsetzung der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, diverse Stromkapazitäten in Deutschland abzugeben, wurde mit Electrabel SA/NV (Electrabel), Brüssel, Belgien, wirtschaftlich der Tausch diverser Kraftwerkseinheiten und Stromlieferungen in Deutschland und Belgien vereinbart.

E.ON hat in diesem Zusammenhang in Belgien sämtliche Anteile an einer Kraftwerkseinheit, Langerlo-Vilvoorde NV, Vilvoorde, Belgien, übernommen. Diese Einheit betreibt kohle- und gasgefeuerte Kraftwerke an den Standorten Langerlo und Vilvoorde. Der Vollzug der Übernahme dieser Einheit erfolgte Anfang November 2009 im Austausch gegen die an Electrabel abgegebenen Kraftwerkseinheiten. Ein geringfügiger Spitzenbetrag wurde von E.ON in bar ausgeglichen.

Wesentliche Bilanzposten Langerlo-Vilvoorde NV			
in Mio €	Buchwerte vor Erstkonsolidierung	Kaufpreisallokation	Buchwerte bei Erstkonsolidierung
Immaterielle Vermögenswerte	-	11	11
Sachanlagen	512	-71	441
Sonstige Vermögenswerte	17	55	72
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>529</b>	<b>-5</b>	<b>524</b>
Langfristige Schulden	16	-	16
Kurzfristige Schulden	25	53	78
<b>Summe Schulden</b>	<b>41</b>	<b>53</b>	<b>94</b>
<b>Nettovermögen</b>	<b>488</b>	<b>-58</b>	<b>430</b>
<b>Goodwill (vorläufig)</b>		<b>40</b>	<b>40</b>

Die Buchwerte vor Erstkonsolidierung sind grundsätzlich auf Basis der IFRS ermittelt, Anpassungen auf die im E.ON-Konzern angewandten Bilanzierungsgrundsätze werden zusammen mit den Anpassungen aus der Kaufpreisallokation dargestellt. Im Konzernabschluss 2009 sind Umsätze in Höhe von 52 Mio € sowie ein Ergebnisbeitrag von 1 Mio € unter Berücksichtigung von Ergebniseffekten aus der Kaufpreisverteilung erfasst. Die potenziellen Umsatz- und Ergebnisauswirkungen bei einer Einbeziehung der Gesellschaft über das gesamte Geschäftsjahr können aufgrund der vorherigen Einbindung der Kraftwerke in die Electrabel-Gruppe nicht belastbar ermittelt werden. Liquide Mittel wurden nur in geringem Umfang erworben.

Zum 31. Dezember 2009 ist die Kaufpreisallokation noch vorläufig, da noch Untersuchungen in Bezug auf das Sachanlagevermögen sowie Würdigungen rechtlicher Sachverhalte ausstehen. Der verbliebene Unterschiedsbetrag wurde zum 31. Dezember 2009 als vorläufiger Goodwill ausgewiesen.

### Nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2009

#### WKE

E.ON U.S. betrieb durch Western Kentucky Energy Corp. (WKE), Henderson, Kentucky, USA, im Rahmen eines Leasingvertrags mit einer Gesamtlaufzeit von 25 Jahren die Kraftwerke der Big Rivers Electric Corporation (BREC), eines genossenschaftlichen Stromerzeugers in West-Kentucky, USA, und eine kohlebefeuerte Anlage der Stadt Henderson, Kentucky, USA.

Im März 2007 unterzeichneten E.ON U.S. und BREC eine Aufhebungsvereinbarung zur Beendigung des Leasingvertrags und der Betriebsführungsvereinbarungen.

Der Vollzug der Vereinbarung erfolgte im Juli 2009. Im Zuge der Vereinbarung wurden Ausgleichszahlungen in Höhe von rund 0,5 Mrd € geleistet. Nachlaufende ergebnis- und zahlungswirksame Effekte aus der Abwicklung bestehender Vertragsverhältnisse werden bis Ende 2010 erwartet. Diese Effekte werden weiterhin im Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung sowie der Bilanz der nicht fortgeführten WKE-Aktivitäten im Segment US-Midwest:

Gewinn- und Verlustrechnung – WKE – (Kurzfassung)		
in Mio €	2009	2008
Umsatzerlöse	92	204
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-332	-414
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>-240</b>	<b>-210</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	89	82
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-151</b>	<b>-128</b>

Wesentliche Bilanzposten – WKE – (Kurzfassung)		
in Mio €	31. Dezember	
	2009	2008
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-	156
Übrige Vermögenswerte	-	422
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>0</b>	<b>578</b>
Schulden	-	711

### Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2009

#### Endesa Europa/Viesgo

Im Zuge des Erwerbs der Endesa Europa/Viesgo-Aktivitäten wurde mit dem Minderheitsgesellschafter der E.ON Produzione S.p.A. (E.ON Produzione), Sassari, Italien, der A2A S.p.A. (A2A), Mailand, Italien, vereinbart, den Minderheitsanteil im Wesentlichen gegen Gewährung von gesellschaftseigenen Kraftwerkskapazitäten der Market Unit Italy im Wert von rund 1,4 Mrd € zu übernehmen. Die Abgangsgruppe wurde im Segment Neue Märkte ausgewiesen. Die Vereinbarung wurde im Juli 2009 vollzogen. Der Abgang der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgte daher im dritten Quartal 2009.

#### Vereinbarung EU Kommission

Im Dezember 2008 wurde die Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, diverse Stromkapazitäten sowie das Höchstspannungsnetz in Deutschland abzugeben, wirksam. Basierend hierauf sowie auf den Ende 2008 unterzeichneten Absichtserklärungen mit zwei Interessenten für Kraftwerkskapazitäten, Electrabel und EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Karlsruhe, werden seit Dezember 2008 die insgesamt abzugebenden Kapazitäten einschließlich zugehöriger Aktiva und Verpflichtungen als Abgangsgruppe dargestellt. Die Netto-Buchwerte der Abgangsgruppe betreffen ausschließlich die Market Unit Central Europe mit einem Betrag von rund 0,1 Mrd € (31. Dezember 2008: 0,4 Mrd €). Im Jahr 2009 wurden bereits die Veräußerungen von 0,5 GW Kapazität an EnBW, von 0,3 GW Kapazität an die Österreichische Elektrizitätswirtschafts-AG, Wien, sowie die Verbund-Kraftwerke Beteiligungsholding GmbH & Co KG, Mödling, jeweils Österreich, und von 1,6 GW Kapazität einschließlich Stromlieferungen an Electrabel vollzogen. Hieraus wurde ein Veräußerungsgewinn von insgesamt rund 2,4 Mrd € erzielt. Im September und Oktober dieses Jahres wurden mit EnBW und Electricité de France SA (EdF), Paris, Frankreich, sowie mit der Stadtwerke Hannover AG (Stadtwerke Hannover), Hannover, verbindliche Verträge über die Abgabe von insgesamt weiteren rund 1,6 GW Kapazität einschließlich Stromlieferungen unterzeichnet. Im Rahmen der Transaktion mit EnBW und EdF wurden die noch ausstehenden Anteile an der Société Nationale d'Electricité et de Thermique S.A. (SNET France), Paris, Frankreich, in Höhe von 35 Prozent übernommen. Mit dem im Dezember erfolgten Vollzug ist E.ON nunmehr zum Jahresende 2009 alleiniger Aktionär der SNET France. Der Vollzug des Vertrages mit den Stadtwerken Hannover erfolgte im Januar 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 betreffen 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 €. Die Vereinbarung soll noch Ende Februar 2010 vollzogen werden.

### Beteiligung an OAO Gazprom

Im Oktober 2008 haben sich E.ON und Gazprom auf eine Beteiligung von E.ON am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje verständigt. Gazprom soll als Gegenleistung die von E.ON mittelbar gehaltenen Aktien von Gazprom, die ungefähr die Hälfte des von E.ON gehaltenen Anteils von rund 6 Prozent am Eigenkapital der Gazprom ausmachen, übernehmen. Die Anteile wurden seit Oktober 2008 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen. Der Vollzug der betreffenden Verträge ist im Oktober 2009 erfolgt. Mit dem Abgang der Beteiligung wurden im Other Comprehensive Income aufgelaufene Beträge aus der Fair-Value-Bewertung ergebniswirksam realisiert. Hieraus ergab sich ein Buchgewinn in Höhe von 1,8 Mrd €.

### Thüga

In 2009 hat E.ON Verhandlungen über einen Verkauf der in der Market Unit Pan-European Gas gehaltenen Thüga-Gruppe – mit Ausnahme der Beteiligungen an der GASAG Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft, Berlin, an der HEAG Südthüringische Energie AG, Darmstadt, an der Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg, sowie an der Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruhe – an ein kommunales Erwerberkonsortium (Integra/Kom9) geführt. Die Thüga-Gruppe wurde ausgehend von dem sich konkretisierenden Verhandlungsverlauf seit dem dritten Quartal 2009 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die wesentlichen Bilanzposten der Abgangsgruppe umfassten zum 30. September 2009 Finanzanlagen (rund 2,0 Mrd €), immaterielles Anlagevermögen (rund 0,9 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten (rund 0,6 Mrd €). Im Oktober 2009 konnten bindende Verträge mit einem Kaufpreis von rund 2,9 Mrd € mit dem kommunalen Erwerberkonsortium unterzeichnet werden. Der Vollzug der Transaktion ist im Dezember 2009 erfolgt. Hieraus resultierte ein Veräußerungsgewinn von rund 0,3 Mrd €.

### Vermögensumschichtung VKE

In 2009 wurden zur externen Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge von bestimmten inländischen Einheiten in das bestehende Contractual Trust Arrangement (CTA) in Höhe von 1,7 Mrd € geleistet. Die Sicherungsübereignung an den Pensionsabwicklungstrust e.V. (Treuhand) erfolgte unter ausschließlicher und vollständiger Verwendung eines bislang über die Versorgungskasse Energie (VKE) voll konsolidierten Spezialfonds. Die im Other Comprehensive Income erfassten Beträge aus der Fair-Value-Bewertung wurden in Höhe von 0,1 Mrd € ergebniswirksam reklassifiziert.

### Unternehmenserwerbe im Jahr 2008

#### Endesa Europa/Viesgo

Im Rahmen der Beilegung des Bieterwettbewerbs zwischen Enel/Acciona und E.ON um den spanischen Endesa-Konzern im April 2007 sicherte sich E.ON im Gegenzug für die Rücknahme des auf den Erwerb einer Mehrheit an Endesa gerichteten Übernahmeangebots eine größere Anzahl strategischer Beteiligungen, vor allem in Italien, Spanien und Frankreich. Der Transaktionswert beinhaltet den Kaufpreis für das Eigenkapital von rund 8,5 Mrd € in bar sowie übernommene Schulden von etwa 2,9 Mrd €.

Nach erfolgter Übernahme der Endesa durch Enel/Acciona Ende Oktober 2007 erwarb E.ON am 26. Juni 2008 von Enel sämtliche Anteile an den Gesellschaften

- Electra de Viesgo Distribución S.L., Santander, Spanien
- Enel Viesgo Generación S.L., Santander, Spanien
- Enel Viesgo Servicios S.L., Santander, Spanien

und zeitgleich von Endesa sämtliche Anteile an der Endesa Europa S.L., Madrid, Spanien.

Die genannten Gesellschaften wurden im zweiten Halbjahr 2008 umfirmiert und lauten nun E.ON Distribución S.L. (E.ON Distribución), E.ON Generación S.L. (E.ON Generación), E.ON Servicios S.L. (E.ON Servicios) und E.ON Europa S.L. (E.ON Europa). Diese Gesellschaften sind nunmehr in Madrid, Spanien, ansässig.

Bereits im Juni 2008 wurde mit dem ursprünglich zu 20 Prozent beteiligten Minderheitsgesellschafter von E.ON Produzione, A2A, vereinbart, den Minderheitsanteil im Wesentlichen gegen Gewährung von gesellschaftseigenen Kraftwerkskapazitäten in Italien im Wert von ursprünglich rund 1,5 Mrd € zu übernehmen. Da der Kaufpreis unabhängig von der Wertentwicklung der zu spezifizierenden Kraftwerkskapazitäten war, war E.ON Produzione bereits zum 30. Juni 2008 zu 100 Prozent in den Konzernabschluss einzubeziehen. Im Juli 2008 erfolgte die Spezifikation der zu übertragenden Kraftwerkskapazitäten von rund 1,5 GW. Die rechtliche Übertragung des Minderheitsanteils und der Kraftwerkskapazitäten erfolgte gemäß vertraglicher Vereinbarung vom April 2009 zum 1. Juli 2009. Diese Kapazitäten wurden seit dem Zeitpunkt der Spezifizierung im dritten Quartal 2008 bis zum Vollzug der Vereinbarung als

Abgangsgruppe ausgewiesen. Unter Berücksichtigung der den abgehenden Kraftwerkskapazitäten zuzurechnenden Netto-Finanzposition und der abgeschlossenen Kaufpreisallokation ergab sich ein Netto-Buchwert der Abgangsgruppe von rund 1,4 Mrd €. Der laufende Ergebnisanspruch des Minderheitsgesellschafters wurde seit dem dritten Quartal 2008 bis zum Abgang als Kaufpreisanpassung abgebildet.

Die erstmalige Einbeziehung der Aktivitäten erfolgte im zweiten Quartal 2008.

Im zweiten Quartal 2009 wurde die Kaufpreisallokation abgeschlossen. Im Vorjahresvergleich ergaben sich nur geringfügige Anpassungen, die sich insbesondere auf nachteilige Verträge und latente Steuern bezogen.

Die Überleitung auf die im E.ON-Konzern angewandten Bilanzierungsgrundsätze ist abgeschlossen. Durchgeführte Überleitungen auf die im E.ON-Konzern angewandten

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden zusammen mit den Anpassungen aus der Kaufpreisallokation dargestellt.

Ausgehend von der im ersten Quartal 2009 rückwirkend zum Erstkonsolidierungszeitpunkt unter Anpassung der Vorjahreswerte vorgenommenen Aufteilung des vorläufigen Goodwills auf die relevanten Cash Generating Units erfolgte im zweiten Quartal 2009 die Aufteilung des endgültigen Goodwills. Ebenso wurde das zum 31. Dezember 2008 vorgenommene und den Cash Generating Units rückwirkend zugeordnete vorläufige Impairment im zweiten Quartal 2009 abschließend bestimmt. Insgesamt ergab sich unter Berücksichtigung der finalen Anpassungen aus der Kaufpreisallokation eine Erhöhung des Impairment-Bedarfs auf 1.813 Mio €. Dieser Impairment-Bedarf entfällt mit 1.663 Mio € auf den Goodwill in der Market Unit Italy und mit rund 150 Mio € auf sonstiges Anlagevermögen ebenfalls in der Market Unit Italy sowie in der Market Unit Climate & Renewables. Entsprechende Anpassungen wurden in den Bilanzwerten und im Ergebnis 2008 berücksichtigt.

#### Wesentliche Bilanzposten der Endesa Europa/Viesgo-Aktivitäten

in Mio €	Buchwerte vor Erstkonsolidierung	Kaufpreisallokation	Buchwerte bei Erstkonsolidierung
Immaterielle Vermögenswerte	477	2.124	2.601
Sachanlagen	6.754	453	7.207
Sonstige Vermögenswerte	2.783	322	3.105
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>10.014</b>	<b>2.899</b>	<b>12.913</b>
Langfristige Schulden	2.663	894	3.557
Kurzfristige Schulden	4.587	447	5.034
<b>Summe Schulden</b>	<b>7.250</b>	<b>1.341</b>	<b>8.591</b>
<b>Nettovermögen</b>	<b>2.764</b>	<b>1.558</b>	<b>4.322</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	2.377	-2.377	-
<i>Minderheitsanteile</i>	387	-86	301
<b>Anschaffungskosten in bar</b>		<b>8.510</b>	
Sachleistung für die Übertragung des Minderheitsanteils		1.375	
Goodwill vor Impairment und Umgliederung		5.864	
Umgliederung Goodwill in Abgangsgruppen (A2A)		-644	
Impairment		-1.663	
<b>Goodwill</b>		<b>3.557</b>	<b>3.557</b>

## Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2008

### Statkraft/E.ON Sverige

Ausgehend von dem im Oktober 2007 geschlossenen Letter of Intent über den mit 44,6 Prozent nahezu vollständigen Erwerb der Minderheitsanteile an der E.ON Sverige von der Statkraft AS (Statkraft), Oslo, Norwegen, im Wesentlichen gegen Gewährung diverser Kraftwerkseinheiten und eigener

Aktien wurden im zweiten Quartal 2008 die Bedingungen für den Ausweis der abzugebenden Anlagen und der zugehörigen Verpflichtungen insbesondere im Personalbereich als Abgangsgruppe erfüllt. Abwertungen auf niedrigere Zeitwerte waren nicht erforderlich. Abgangszeitpunkt war Ende Dezember 2008. Es wurde ein Ertrag aus dem Abgang der Kraftwerkseinheiten von 1,0 Mrd € nach Abzug von Ertragsteuern erzielt. Die Hingabe der eigenen Anteile wurde erfolgsneutral im Eigenkapital erfasst.

## (5) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung an den Kunden beziehungsweise mit Erfüllung der Leistung. 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 und Endverbraucher. 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 und Endverbraucher werden realisiert, wenn sie vom Kunden 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.

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

## (6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 532 Mio € (2008: 526 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 €	2009	2008
Erträge aus Währungskursdifferenzen	10.849	8.571
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	7.473	3.543
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	5.156	1.446
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	153	419
Übrige	1.330	1.475
<b>Summe</b>	<b>24.961</b>	<b>15.454</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.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 9.113 Mio € (2008: 6.195 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 1.241 Mio € (2008: 1.974 Mio €).

In den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Abgabe von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage an die EU-Kommission in Höhe von 2.359 Mio €, der Buchgewinn aus der Abgabe der von E.ON mittelbar gehaltenen Anteile an Gazprom mit 1.818 Mio € sowie der Buchgewinn aus der Abgabe der Thüga-Gruppe mit einem Betrag von 328 Mio € enthalten (vergleiche hierzu auch Textziffer 4). Weiterhin

wurden Gewinne aus dem Verkauf von Wertpapieren in Höhe von 314 Mio € (2008: 554 Mio €) erzielt. Im Vorjahr waren darüber hinaus Erträge aus der Statkraft-Transaktion in Höhe von 1.070 Mio € enthalten.

Im Jahr 2009 waren in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen, Miet- und Pachterträge, Schrott- und Materialverkäufe sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
in Mio €	2009	2008
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	11.095	7.879
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	5.701	6.552
Sonstige Steuern	255	262
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	122	401
Übrige	5.430	5.243
<b>Summe</b>	<b>22.603</b>	<b>20.337</b>

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 9.344 Mio € (2008: 6.088 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 1.207 Mio € (2008: 1.418 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind ein Bußgeld der EU-Kommission wegen des Verdachts der Marktaufteilung mit GdF Suez in Höhe von 553 Mio €, Konzessionsabgaben in Höhe von 492 Mio € (2008: 477 Mio €), externe Prüfungs- und Beratungskosten in Höhe von 315 Mio € (2008: 474 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 241 Mio € (2008: 370 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 382 Mio € (2008: 422 Mio €) enthalten. Des Weiteren werden hier Fremdleistungen, IT-Aufwendungen und Versicherungsprämien ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen aus Explorations-tätigkeit beliefen sich auf 41 Mio € (2008: 53 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.

Materialaufwand		
in Mio €	2009	2008
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	59.237	63.611
Aufwendungen für bezogene Leistungen	2.850	2.808
<b>Summe</b>	<b>62.087</b>	<b>66.419</b>

## (9) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
in Mio €	2009	2008
Erträge aus Beteiligungen	167	217
Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen und Wertpapiere des Umlaufvermögens	-391	-675
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>-224</b>	<b>-458</b>
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	601	1.159
<i>Available-for-Sale</i>	277	407
<i>Loans and Receivables</i>	190	395
<i>Held-for-Trading</i>	44	124
<i>Sonstige Zinserträge</i>	90	233
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-2.850	-3.052
<i>Amortized Cost</i>	-1.658	-1.625
<i>Held-for-Trading</i>	-31	-131
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-1.161	-1.296
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-2.249</b>	<b>-1.893</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-2.473</b>	<b>-2.351</b>

Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 2 verwiesen. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die Vorjahreswerte der Available-for-Sale-Wertpapiere und der Loans and Receivables angepasst.

Die Veränderung des Zinsergebnisses gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus geringeren Zinserträgen aufgrund des gesunkenen Zinsniveaus für Available-for-Sale-Wertpapiere und Ausleihungen. Das geringere Zinsniveau spiegelt sich ebenso in den Zinsaufwendungen wider, die trotz einer höheren durchschnittlichen Finanzverschuldung gesunken sind. Die Stabilisierung der Finanzmärkte verdeutlicht sich in den gegenüber dem Vorjahr verringerten Wertminderungen, die überwiegend auf die im Rahmen des Assetmanagements gehaltenen Wertpapiere entfallen (vergleiche Textziffer 31).

Die sonstigen Zinserträge enthalten überwiegend Erträge aus Leasingforderungen (Finanzierungsleasing). In den sonstigen Zinsaufwendungen ist die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 750 Mio € (2008: 759 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen - gekürzt um die erwarteten Erträge aus Planvermögen - mit einem Betrag von 228 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2008: 145 Mio €).

Gemäß IAS 32 führte die Aufzinsung von Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit Put-Optionen zu einem Aufwand von 67 Mio € (2008: 61 Mio €).

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 338 Mio € (2008: 182 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 2009 und 2008 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
in Mio €	2009	2008
Inländische Ertragsteuern	1.484	977
Ausländische Ertragsteuern	541	937
Übrige Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	33	5
<b>Laufende Ertragsteuern</b>	<b>2.058</b>	<b>1.919</b>
Inland	120	-398
Ausland	798	-687
<b>Latente Steuern</b>	<b>918</b>	<b>-1.085</b>
<b>Steuern vom Einkommen und vom Ertrag</b>	<b>2.976</b>	<b>834</b>

Der Anstieg des Steueraufwands um 2.142 Mio € im Vergleich zum Vorjahr beruht im Wesentlichen auf dem Anstieg der latenten Steuern aus Derivateergebnissen. Demgegenüber ist die effektive Steuerquote von 32 Prozent in 2008 auf 25 Prozent in 2009 gesunken, da die in 2008 vorgenommenen Wertminderungen des Goodwills (vergleiche Textziffer 14) im E.ON-Konzernabschluss 2008 nicht zu steuerlichen Entlastungen führten.

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, dahingehend 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 980 Mio € (2008: 1.157 Mio €).

Die Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern beinhalten im Wesentlichen die Ertragsteuern für das laufende Jahr und von den Steuerbehörden noch nicht abschließend geprüfte Vorjahreszeiträume.

Für den Unterschied zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) wurden zum Stichtag 31 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2008: 8 Mio €). Passive latente Steuern für Tochtergesellschaften und assoziierte Unternehmen wurden insoweit nicht bilanziert, als dass 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 1.933 Mio € (2008: 1.543 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 Italien, Ungarn und einigen anderen Staaten führten insgesamt zu einem Steueraufwand in Höhe von 28 Mio €. 2008 ergab sich durch Steuersatz- und -rechtsänderungen im Ausland insgesamt ein latenter Steuerertrag in Höhe von 112 Mio €.



Die Unterschiede zwischen dem für 2009 in Deutschland geltenden Ertragsteuersatz von 30 Prozent (2008: 30 Prozent) und dem effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz	2009		2008	
	in Mio €	%	in Mio €	%
Erwartete Ertragsteuern	3.538	30,0	775	30,0
Ertragsteuerminderung für ausgeschüttete Dividenden	-47	-0,4	-5	-0,2
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-52	-0,4	-115	-4,5
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	28	0,2	-112	-4,3
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	50	0,4	-145	-5,6
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-282	-2,4	-289	-11,2
Sonstiges <sup>1)</sup>	-259	-2,2	725	28,1
<b>Effektiver Steueraufwand/-satz</b>	<b>2.976</b>	<b>25,2</b>	<b>834</b>	<b>32,3</b>

1) davon in 2008 1.041 Mio € wegen Goodwill-Impairment, -200 Mio € wegen Ertrag aus der Entkonsolidierung

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 ausschließlich WKE und belaufen sich auf -89 Mio € (2008: -82 Mio €). Vergleiche hierzu auch Textziffer 4.

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2009 und 2008:

Aktive und passive latente Steuern	31. Dezember	
	2009	2008
in Mio €		
Immaterielle Vermögenswerte	407	532
Sachanlagen	716	679
Finanzanlagen	244	218
Vorräte	22	20
Forderungen	994	433
Rückstellungen	4.934	3.743
Verbindlichkeiten	3.443	4.323
Verlustvorträge	1.065	717
Steuergutschriften	126	107
Sonstige	413	150
<b>Zwischensumme</b>	<b>12.364</b>	<b>10.922</b>
Wertänderung	-171	-179
<b>Aktive latente Steuern</b>	<b>12.193</b>	<b>10.743</b>
Immaterielle Vermögenswerte	2.340	1.633
Sachanlagen	6.788	6.378
Finanzanlagen	211	265
Vorräte	161	225
Forderungen	4.060	4.369
Rückstellungen	826	603
Verbindlichkeiten	623	515
Sonstige	1.613	784
<b>Passive latente Steuern</b>	<b>16.622</b>	<b>14.772</b>
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>-4.429</b>	<b>-4.029</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 2009		31. Dezember 2008		1. Januar 2008	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Aktive latente Steuern	237	3.010	122	2.305	286	1.081
Wertänderung	-1	-170	-57	-122	-4	-208
<b>Nettobetrag der aktiven latenten Steuern</b>	<b>236</b>	<b>2.840</b>	<b>65</b>	<b>2.183</b>	<b>282</b>	<b>873</b>
Passive latente Steuern	-411	-7.094	-1.162	-5.115	-701	-6.854
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>-175</b>	<b>-4.254</b>	<b>-1.097</b>	<b>-2.932</b>	<b>-419</b>	<b>-5.981</b>

Aufgrund des nunmehr getrennten Ausweises der derivativen Finanzinstrumente entsprechend ihrer Fristigkeit ergaben sich auch Auswirkungen auf den Ausweis und die Saldierung latenter Steuern. Diese Änderung führte zu einer Verminderung der aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2008 um 223 Mio €.

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt 335 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2008: 1.098 Mio €). Darüber hinaus sind 106 Mio € laufende Ertragsteuern (2008: 106 Mio €) direkt im Eigenkapital erfasst.

Die im Other Comprehensive Income erfassten Ertragsteuern für die Jahre 2009 und 2008 gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income						
in Mio €	2009			2008		
	Vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	Nach Ertragsteuern	Vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	Nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	207	-84	123	181	-32	149
Weiterveräußerbare Wertpapiere	772	74	846	-10.186	1.332	-8.854
Währungsumrechnungsdifferenz	129	339	468	-1.922	-177	-2.099
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-1.500	434	-1.066	3	-81	-78
At equity bewertete Unternehmen	23	-	23	245	-	245
<b>Summe</b>	<b>-369</b>	<b>763</b>	<b>394</b>	<b>-11.679</b>	<b>1.042</b>	<b>-10.637</b>

Im Zusammenhang mit der Beteiligung am Gasfeld Yushno Russkoje bestehen zum 31. Dezember 2009 aus der vorläufigen Kaufpreisallokation aktive latente Steuern in Höhe von 3 Mio € und passive latente Steuern in Höhe von 503 Mio €.

Die vorläufige Kaufpreisallokation auf den Erwerb der belgischen Kraftwerkseinheit führte zum 31. Dezember 2009 zu aktiven latenten Steuern in Höhe von 49 Mio € und zu passiven latenten Steuern in Höhe von 15 Mio €.

Weitere Erwerbe in 2009 führten zum 31. Dezember 2009 insgesamt zu einem Ansatz von 3 Mio € aktiven latenten Steuern und 20 Mio € passiven latenten Steuern.

Aus der in 2009 finalisierten Kaufpreisallokation des Erwerbs von Endesa Europa/Viesgo im Vorjahr verringerten sich die aktiven latenten Steuern von 254 Mio € um 94 Mio € auf 160 Mio € und die passiven latenten Steuern von 572 Mio € um 115 Mio € auf 457 Mio €.

Die Kaufpreisverteilungen weiterer Erwerbe führten am 31. Dezember 2008 insgesamt zu einem Ansatz von 6 Mio € aktiven latenten Steuern und 30 Mio € passiven latenten Steuern.

Die steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge	31. Dezember	
	2009	2008
in Mio €		
Inländische Verlustvorträge	907	1.377
Ausländische Verlustvorträge	4.968	3.547
<b>Summe</b>	<b>5.875</b>	<b>4.924</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 2.066 Mio € keine latenten Steuern gebildet (2008: 2.095 Mio €).

Auf noch nicht genutzte Steuergutschriften in Höhe von 22 Mio € wurden keine latenten Steuern gebildet. Hiervon verfallen 13 Mio € innerhalb der nächsten fünf Jahre sowie 9 Mio € nach 2014.

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

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand		
in Mio €	2009	2008
Löhne und Gehälter	4.322	4.148
Soziale Abgaben	654	642
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung für Altersversorgung	381	340
	375	314
<b>Summe</b>	<b>5.357</b>	<b>5.130</b>

Im Jahr 2009 wurden für die Ausgabe von Mitarbeiteraktien aus dem Bestand der eigenen Aktien der E.ON AG insgesamt 925.282 Aktien beziehungsweise 0,05 Prozent (2008: 1.138.050 Aktien beziehungsweise 0,06 Prozent) des Grundkapitals der E.ON AG zu einem durchschnittlichen Anschaffungspreis von 20,18 € je Aktie (2008: Erwerb über die Börse: 39,65 € je Aktie) entnommen und zu Vorzugspreisen zwischen 6,66 € und 19,41 € (2008: zwischen 10,64 € und 32,18 €) an die Mitarbeiter weitergegeben. Die durch Gewährung der Vorzugspreise entstandenen Kosten werden in dem Posten „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Zum Aktiensplit im Jahr 2008 sowie zur Entwicklung des Bestands an eigenen Aktien der E.ON AG werden weitere Informationen unter Textziffer 19 gegeben.

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 wird ebenfalls unter „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

**Aktienbasierte Vergütung**

Als langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder der E.ON AG und bestimmte Führungskräfte der E.ON AG sowie der Market Units 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.

Stock Appreciation Rights der E.ON AG			
	7. Tranche	6. Tranche	5. Tranche
Ausgabedatum	3. Jan. 2005	2. Jan. 2004	2. Jan. 2003
Laufzeit	7 Jahre	7 Jahre	7 Jahre
Sperrfrist	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre
Basiskurs <sup>1)</sup>	20,37 €	14,93 €	12,62 €
Basiskurs des Dow Jones STOXX Utilities Index (Price EUR)	268,66	211,58	202,14
Teilnehmer im Jahr der Ausgabe	357	357	344
Anzahl ausgegebener Optionen	2,9 Mio	2,7 Mio	2,6 Mio
Ausübungsschwelle (Kursanstieg gegenüber Basiskurs)	10 %	10 %	10 %
Ausübungsschwelle (Mindestkurs) <sup>1)</sup>	22,41 €	16,42 €	13,88 €
Anzahl Bezugsrechte <sup>1)</sup>	3	3	3
Maximaler Ausübungsgewinn für drei Bezugsrechte	65,35 €	49,05 €	-

<sup>1)</sup> nach Aktiensplit vom 4. August 2008

Im Folgenden wird über das im Jahr 2005 beendete virtuelle Aktienoptionsprogramm der E.ON AG sowie über den im Jahr 2006 eingeführten E.ON Share Performance Plan berichtet.

### Virtuelles Aktienoptionsprogramm der E.ON AG

Von 1999 bis einschließlich 2005 hat E.ON jährlich virtuelle Aktienoptionen (Stock Appreciation Rights/SAR) im Rahmen des virtuellen Aktienoptionsprogramms der E.ON AG gewährt. Bis zum Ende der Laufzeit am 9. Dezember 2009 wurden die noch bestehenden SAR der fünften Tranche vollständig ausgeübt. Noch vorhandene SAR der sechsten und siebten Tranche können auch nach der Beendigung dieses Programms weiterhin nach den Regelungen der Optionsbedingungen ausgeübt werden.

Die SAR können von den Berechtigten nach Ablauf der Sperrfrist in bestimmten Ausübungszeiträumen ausgeübt werden, sofern die Ausübungsschwellen überschritten wurden.

Der Ausübungsgewinn wird in bar ausgezahlt und entspricht der Differenz zwischen dem Aktienkurs der E.ON AG bei Ausübung und dem adjustierten Basiskurs, multipliziert mit der Anzahl der ausgeübten Optionen und einem Bezugsfaktor von drei. Die Adjustierung des Basiskurses sowie die Einführung des Bezugsverhältnisses von drei ist mit dem Aktiensplit 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 ab der sechsten Tranche auf 100 Prozent des Basiskurses bei Ausgabe festgelegt.

Die SAR wurden zum Bilanzstichtag im Rahmen der IFRS-Bewertung nach IFRS 2 auf Basis des rechnerischen Optionswertes (Fair Value) bewertet.

Für die Ermittlung dieser Optionswerte wird ein anerkanntes Optionspreismodell verwendet. In diesem Optionspreismodell wird eine große Anzahl unterschiedlicher Entwicklungspfade der E.ON-Aktie und des Vergleichsindex Dow Jones STOXX Utilities Index (Price EUR) simuliert (Monte-Carlo-Simulation).

Zur Ermittlung der rechnerischen Optionswerte wird ein bestimmtes Ausübungsverhalten zugrunde gelegt. In Abhängigkeit von der Kursentwicklung der E.ON-Aktie wurden für die Tranchen individuelle Ausübungsquoten definiert. Es werden restlaufzeitkongruente historische Volatilitäten und Korrelationen der E.ON-Aktie verwendet. Als risikoloser Zinssatz wird der Zero-Swapsatz für die entsprechende Restlaufzeit zugrunde gelegt. In das Bewertungsmodell werden außerdem die Dividendenrenditen der E.ON-Aktie einbezogen. Die Dividendenrendite der E.ON-Aktie wird tranchen- und restlaufzeitabhängig auf Basis der Bloomberg Consensus-Schätzungen ermittelt. Der Durchschnitt der Xetra-Schlusskurse der E.ON-Aktie betrug im Geschäftsjahr 25,51 €. Der Xetra-Schlusskurs der E.ON-Aktie betrug am Jahresende 29,23 €. Der Dow Jones STOXX Utilities Index (Price EUR) erreichte einen Schlusswert von 342,49 Punkten.

Die folgende Übersicht enthält weitere im Rahmen der Bewertung verwendete Parameter:

SAR-Programm der E.ON AG – Bewertungsparameter des Optionspreismodells		
	7. Tranche	6. Tranche
Innerer Wert zum 31. Dezember 2009 <sup>1)</sup>	26,58 €	42,90 €
Rechnerischer Optionswert zum 31. Dezember 2009 <sup>1)</sup>	26,82 €	38,61 €
Swapsatz	1,85 %	1,06 %
Volatilität der E.ON-Aktie	35,88 %	39,09 %
Dividendenrendite der E.ON-Aktie	5,52 %	5,25 %

1) für drei Bezugsrechte

Im Geschäftsjahr 2009 wurden 118.434 SAR der Tranche fünf planmäßig ausgeübt. Die Summe der Ausübungsgewinne für die Begünstigten belief sich auf 5,1 Mio € (2008: 6,0 Mio €). Aufgrund von Veränderungen des Konsolidierungskreises werden 1.000 SAR der Tranche fünf nicht mehr berücksichtigt. Im Geschäftsjahr sind 2.000 SAR der Tranche sieben verfallen.

Die SAR der Tranchen sechs und sieben waren am Bilanzstichtag ausübungsfähig.

Die Rückstellung für das SAR-Programm beträgt zum Bilanzstichtag 1,0 Mio € (2008: 6,8 Mio €). Im Geschäftsjahr 2009 ergab sich aufgrund einer rückläufigen Wertentwicklung der Aktienoptionen ein Ertrag aus der Auflösung der Rückstellung in Höhe von 0,6 Mio € (2008: Ertrag 10,4 Mio €). Der Bestand an SAR, die Rückstellungen und Aufwendungen aus dem virtuellen Aktienoptionsprogramm haben sich wie folgt entwickelt:

Entwicklung des SAR-Programms der E.ON AG			
	7. Tranche	6. Tranche	5. Tranche
Bestand SAR zum 31. Dezember 2007	55.000	28.000	151.551
Zuteilungen in 2008	-	-	-
Ausübungen in 2008	29.000	18.000	32.117
Während der Laufzeit in 2008 verfallene SAR	-	-	-
<b>Bestand SAR zum 31. Dezember 2008</b>	<b>26.000</b>	<b>10.000</b>	<b>119.434</b>
Zuteilungen in 2009	-	-	-
Ausübungen in 2009	-	-	118.434
Während der Laufzeit in 2009 verfallene SAR	2.000	-	-
Veränderungen des Konsolidierungskreises 2009	-	-	1.000
<b>Bestand SAR zum 31. Dezember 2009</b>	<b>24.000</b>	<b>10.000</b>	<b>0</b>
Ausübungsgewinne 2009	-	-	5,1 Mio €
Rückstellung zum 31. Dezember 2009	0,6 Mio €	0,4 Mio €	-
Ertrag in 2009	-	-	0,6 Mio €

## E.ON Share Performance Plan

Im Geschäftsjahr 2009 wurden virtuelle Aktien (Performance-Rechte) im Rahmen der vierten Tranche des im Jahr 2006 eingeführten E.ON Share Performance Plans gewährt.

E.ON-Share-Performance Rechte			
	4. Tranche	3. Tranche <sup>1)</sup>	2. Tranche <sup>1)</sup>
Ausgabedatum	1. Jan. 2009	1. Jan. 2008	1. Jan. 2007
Laufzeit	3 Jahre	3 Jahre	3 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	27,93 €	136,26 €	96,52 €
Teilnehmer im Jahr der Ausgabe	581	555	502
Anzahl ausgegebener Performance-Rechte	1.425.414	294.623	395.025
Maximaler Auszahlungsbetrag	83,79 €	408,78 €	289,56 €

1) ausgegeben vor Aktiensplit in 2008

Jedes Performance-Recht berechtigt am Ende der dreijährigen 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 Dow Jones STOXX Utility Index (Return EUR). 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. Die Höhe des maximal an einen Planteilnehmer auszuzahlenden Betrags je Performance-Recht ist jedoch 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.

Die Berechnung des Auszahlungsbetrages erfolgt für alle Planteilnehmer gleichzeitig auf den Tag des Laufzeitendes der Tranche. Entspricht die Performance der E.ON-Aktie der Performance des Index, so wird der Auszahlungsbetrag nicht angepasst und der Endkurs kommt zur Auszahlung. Hat sich die E.ON-Aktie dagegen 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.

In dem Plan bestehen Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren. Nach dem Aktiensplit in 2008 wurden Adjustierungsfaktoren bei der zweiten und der dritten Tranche gebildet, um bei unveränderter Anzahl von Performance-Rechten Wertneutralität zu gewährleisten. Aus diesem Grund war eine Bereinigung der Zielwerte bei Ausgabe und der maximalen Auszahlungsbeträge um den Aktiensplit nicht erforderlich.

Für die Bilanzierung wird der finanzmathematische Wert (Fair Value) gemäß IFRS 2 anhand eines anerkannten Optionspreismodells ermittelt. Dabei wird eine große Anzahl unterschiedlicher Entwicklungspfade der E.ON-Aktie (unter Berücksichtigung der Effekte reinvestierter Dividenden und Kapitaladjustierungsfaktoren) und des Vergleichsindex simuliert (sogenannte Monte-Carlo-Simulation). Der Vergleichsindex weist zum Bilanzstichtag einen Stand von 657,34 Punkten auf. Da die Auszahlung für alle Planteilnehmer zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgt, sind Annahmen zum Ausübungsverhalten in dieser Planstruktur nicht vorgesehen und dementsprechend nicht in dieses Optionspreismodell einbezogen. Dividendenzahlungen und Kapitalmaßnahmen werden durch entsprechende Faktoren analog denen des Indexproviders berücksichtigt.

E.ON Share Performance Plan – Bewertungsparameter des Preismodells			
	4. Tranche	3. Tranche <sup>2)</sup>	2. Tranche <sup>1)2)</sup>
Innerer Wert zum 31. Dezember 2009	27,79 €	77,11 €	90,88 €
Rechnerischer Wert zum 31. Dezember 2009	22,43 €	73,32 €	90,88 €
Swapsatz	1,85 %	1,06 %	-
Dividendenrendite der E.ON-Aktie	5,52 %	5,25 %	-
Volatilität der E.ON-Aktie	44,51 %	34,75 %	-
Volatilität des Dow Jones STOXX Utility Index (Return EUR)	31,93 %	22,12 %	-
Korrelation E.ON-Aktie/ Dow Jones STOXX Utility Index (Return EUR)	0,91	0,86	-

1) Laufzeitende am Bilanzstichtag erreicht  
 2) ausgegeben vor Aktiensplit in 2008

Im Geschäftsjahr 2009 wurden 1.425.414 Performance-Rechte der vierten Tranche gewährt. Die Laufzeit der zweiten Tranche endete am 31. Dezember 2009. Der Auszahlungsbetrag wurde für die 370.246 am Ende der Laufzeit ordentlich abgerechneten Performance-Rechte der zweiten Tranche mit 90,88 € pro Performance-Recht festgestellt. Zum Bilanzstichtag wurde eine Verbindlichkeit in Höhe der Summe der Auszahlungsbeträge von 33,6 Mio € gebildet. Die Auszahlung und Auflösung der Verbindlichkeit erfolgt im ersten Quartal 2010. Darüber hinaus wurden im Verlauf des Jahres 2009 7.127 Performance-Rechte der zweiten und der dritten Tranche in Übereinstimmung mit den Planbedingungen außerordentlich ausgezahlt. Die

Summe der außerordentlichen Auszahlungen betrug 0,6 Mio € (2008: 1,4 Mio €). Im Geschäftsjahr sind 9.349 Performance-Rechte der zweiten, dritten und vierten Tranche verfallen. Aufgrund von Veränderungen des Konsolidierungskreises sind 28.988 Performance-Rechte der Tranche zwei bis vier aus dem Bestand genommen worden. Am Jahresende beträgt die Rückstellung 24,3 Mio € (2008: 29,2 Mio €). Die Rückstellung entfällt jeweils anteilig auf die bisher abgelaufene Zeit der insgesamt dreijährigen Laufzeit. Der Aufwand für den E.ON Share Performance Plan betrug im Geschäftsjahr 2009 29,3 Mio € (2008: 1,4 Mio €).

Entwicklung des E.ON Share Performance Plans			
	4. Tranche	3. Tranche	2. Tranche
<b>Bestand zum 31. Dezember 2007</b>	-	-	<b>391.266</b>
Zuteilungen in 2008	-	294.623	-
Abgerechnete Performance-Rechte in 2008	-	-	3.463
Verfallene Performance-Rechte in 2008	-	3.379	5.772
<b>Bestand zum 31. Dezember 2008</b>	<b>0</b>	<b>291.244</b>	<b>382.031</b>
Zuteilungen in 2009	1.425.414	-	-
Abgerechnete Performance-Rechte in 2009	-	446	376.927
Verfallene Performance-Rechte in 2009	6.921	1.670	758
Veränderungen des Konsolidierungskreises 2009	19.604	5.038	4.346
<b>Bestand zum 31. Dezember 2009</b>	<b>1.398.889</b>	<b>284.090</b>	<b>0</b>
Auszahlungsbeträge in 2009	-	0,1 Mio €	34,1 Mio €
Rückstellung zum 31. Dezember 2009	10,4 Mio €	13,9 Mio €	-
Aufwand in 2009	10,4 Mio €	7,5 Mio €	11,4 Mio €

Die dritte und vierte Tranche waren am Bilanzstichtag noch nicht ordentlich auszahlungsfähig.

## Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 91.010 Mitarbeiter (2008: 91.546). Dabei sind 2.608 (2008: 2.419) Auszubildende nicht berücksichtigt. Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter		
	2009	2008
Central Europe	49.369	43.190
Pan-European Gas	3.693	10.406
UK	16.443	17.535
Nordic	5.747	5.880
US-Midwest	3.126	3.070
Energy Trading	1.021	828
Neue Märkte	8.483	7.704
Corporate Center	3.128	2.933
<b>Summe</b>	<b>91.010</b>	<b>91.546</b>

## (12) Sonstige Angaben

### Deutscher Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON AG haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung am 14. Dezember 2009 abgegeben und den Aktionären durch Veröffentlichung auf der Internetseite der Gesellschaft (www.eon.com) dauerhaft zugänglich gemacht.

### Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die in den Geschäftsjahren 2009 und 2008 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 €	2009	2008
Abschlussprüfung	30	32
<i>Inland</i>	19	21
Sonstige Bestätigungsleistungen	29	31
<i>Inland</i>	22	24
Steuerberatungsleistungen	2	2
<i>Inland</i>	1	1
Sonstige Leistungen	3	2
<i>Inland</i>	3	2
<b>Summe</b>	<b>64</b>	<b>67</b>
<i>Inland</i>	45	48



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.

### Anteilsbesitz

Die Aufstellung des gesamten Anteilsbesitzes der E.ON AG wird in einer gesonderten Aufstellung des Anteilsbesitzes beim elektronischen Bundesanzeiger bekannt gemacht. In dieser Aufstellung sind die Art der Einbeziehung gekennzeichnet und diejenigen Beteiligungen vermerkt, die von der Aufstellung beziehungsweise Offenlegung eines Jahresabschlusses sowie eines entsprechenden Lageberichtes nach § 264 Abs. 3 beziehungsweise § 264b HGB befreit sind.

### (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 €	2009	2008
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	8.817	1.749
Abzüglich Minderheitsanteilen	-249	-338
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)</b>	<b>8.568</b>	<b>1.411</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	-172	-128
<b>Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG</b>	<b>8.396</b>	<b>1.283</b>
in €		
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)</b>		
aus fortgeführten Aktivitäten	4,50	0,76
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-0,09	-0,07
<b>aus Konzernüberschuss</b>	<b>4,41</b>	<b>0,69</b>
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.862

## (14) Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen							
in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2009
	1. Januar 2009	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>20.768</b>	<b>91</b>	<b>-364</b>	<b>14</b>	<b>-75</b>	<b>-125</b>	<b>20.309</b>
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	48	-	-	-	-	-	48
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	2.297	57	39	2	-7	4	2.392
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	4.419	1	2.710	37	-39	-333	6.795
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	693	2	4	77	-52	80	804
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	201	13	-5	19	-	1	229
<b>Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>7.658</b>	<b>73</b>	<b>2.748</b>	<b>135</b>	<b>-98</b>	<b>-248</b>	<b>10.268</b>
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	2.456	80	-192	1.750	-2.480	19	1.633
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	33	-	-	51	-10	-22	52
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>10.147</b>	<b>153</b>	<b>2.556</b>	<b>1.936</b>	<b>-2.588</b>	<b>-251</b>	<b>11.953</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.086	81	-24	46	-39	-44	3.106
Bauten	9.531	-11	32	127	-111	29	9.597
Technische Anlagen und Maschinen	89.418	877	-496	1.677	-882	3.900	94.494
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3.055	76	-81	206	-255	-335	2.666
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	9.866	197	71	6.460	-39	-4.969	11.586
<b>Sachanlagen</b>	<b>114.956</b>	<b>1.220</b>	<b>-498</b>	<b>8.516</b>	<b>-1.326</b>	<b>-1.419</b>	<b>121.449</b>

Kumulierte Abschreibungen									Netto-
1. Januar 2009	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertminder- ungen	Zuschreibun- gen	31. Dezember 2009	31. Dezember 2009
-3.457	49	0	0	0	0	0	0	-3.408	16.901
-47	-	-	-	-	-	-	-	-47	1
-1.130	-43	6	-150	4	2	-120	-	-1.431	961
-1.365	-16	7	-180	11	160	-20	8	-1.395	5.400
-529	-4	-	-91	50	4	-12	-	-582	222
-141	-10	6	-23	-	-	-6	-	-174	55
-3.212	-73	19	-444	65	166	-158	8	-3.629	6.639
-239	-4	-	-	181	-	-32	12	-82	1.551
0	-	-	-	-	-	-	-	0	52
-3.451	-77	19	-444	246	166	-190	20	-3.711	8.242
-267	-2	11	-28	7	-	-3	1	-281	2.825
-4.720	-29	-61	-276	6	140	-10	5	-4.945	4.652
-51.388	-498	427	-2.754	601	16	-71	32	-53.635	40.859
-2.086	-62	61	-187	248	265	-	-	-1.761	905
-15	-3	-	-2	1	-	-21	-	-40	11.546
<b>-58.476</b>	<b>-594</b>	<b>438</b>	<b>-3.247</b>	<b>863</b>	<b>421</b>	<b>-105</b>	<b>38</b>	<b>-60.662</b>	<b>60.787</b>

## Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2008
	1. Januar 2008	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>17.045</b>	<b>-1.163</b>	<b>6.036</b>	<b>21</b>	<b>-71</b>	<b>-1.100</b>	<b>20.768</b>
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	48	-	-	-	-	-	48
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	2.418	-241	138	1	-1	-18	2.297
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	2.020	-58	2.593	24	-56	-104	4.419
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	599	-18	46	59	-30	37	693
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	229	-54	-3	49	-34	14	201
<b>Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>5.314</b>	<b>-371</b>	<b>2.774</b>	<b>133</b>	<b>-121</b>	<b>-71</b>	<b>7.658</b>
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.571	-197	480	1.566	-898	-66	2.456
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	30	1	14	29	-2	-39	33
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>6.915</b>	<b>-567</b>	<b>3.268</b>	<b>1.728</b>	<b>-1.021</b>	<b>-176</b>	<b>10.147</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.834	-211	408	64	-36	-973	3.086
Bauten	9.144	-407	1.205	77	-100	-388	9.531
Technische Anlagen und Maschinen	82.403	-3.951	10.308	1.806	-546	-602	89.418
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3.212	-324	57	274	-137	-27	3.055
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	5.672	-579	1.698	6.853	-15	-3.763	9.866
<b>Sachanlagen</b>	<b>104.265</b>	<b>-5.472</b>	<b>13.676</b>	<b>9.074</b>	<b>-834</b>	<b>-5.753</b>	<b>114.956</b>

Kumulierte Abschreibungen									Netto-
1. Januar 2008	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertminder- ungen	Zuschreibun- gen	31. Dezember 2008	31. Dezember 2008
-284	5	-1	0	1	0	-3.178	0	-3.457	17.311
-47	-	-	-	-	-	-	-	-47	1
-1.125	161	-	-182	-	16	-	-	-1.130	1.167
-771	58	-455	-106	5	-39	-57	-	-1.365	3.054
-448	13	-29	-84	20	-	-1	-	-529	164
-172	40	-	-23	16	-	-2	-	-141	60
<b>-2.563</b>	<b>272</b>	<b>-484</b>	<b>-395</b>	<b>41</b>	<b>-23</b>	<b>-60</b>	<b>0</b>	<b>-3.212</b>	<b>4.446</b>
-68	9	-	-	50	-	-230	-	-239	2.217
0	-	-	-	-	-	-	-	0	33
<b>-2.631</b>	<b>281</b>	<b>-484</b>	<b>-395</b>	<b>91</b>	<b>-23</b>	<b>-290</b>	<b>0</b>	<b>-3.451</b>	<b>6.696</b>
-257	5	-14	-12	2	17	-8	-	-267	2.819
-4.161	185	-859	-291	69	344	-7	-	-4.720	4.811
-49.084	1.774	-4.994	-2.545	365	3.195	-99	-	-51.388	38.030
-2.194	200	-36	-213	110	47	-	-	-2.086	969
-17	3	-1	-	-	-	-	-	-15	9.851
<b>-55.713</b>	<b>2.167</b>	<b>-5.904</b>	<b>-3.061</b>	<b>546</b>	<b>3.603</b>	<b>-114</b>	<b>0</b>	<b>-58.476</b>	<b>56.480</b>

## a) Goodwill und immaterielle Vermögenswerte

### Goodwill

Die Veränderungen des Goodwills je Segment lassen sich für die Geschäftsjahre 2009 und 2008 wie folgt darstellen:

Entwicklung des Goodwills nach Segmenten									
in Mio €	Central Europe	Pan-European Gas	UK	Nordic	US-Midwest	Energy Trading	Neue Märkte	Corporate Center/ Konsolidierung	E.ON-Konzern
Netto-Buchwert zum 1. Januar 2008	2.474	4.375	4.342	288	2.852	-	2.430	-	16.761
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen <sup>1)</sup>	-80	-100	-163	2	-	226	6.101	-	5.986
Veränderung aus Impairment	-	-	-	-	-1.515	-	-1.663	-	-3.178
Sonstige Veränderungen <sup>2)</sup>	-180	-103	-1.027	-61	160	-14	-1.033	-	-2.258
<b>Netto-Buchwert zum 31. Dezember 2008</b>	<b>2.214</b>	<b>4.172</b>	<b>3.152</b>	<b>229</b>	<b>1.497</b>	<b>212</b>	<b>5.835</b>	<b>0</b>	<b>17.311</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen <sup>1)</sup>	273	-373	-63	-	-	-	-262	-	-425
Veränderung aus Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen <sup>2)</sup>	-24	-34	215	-1	-51	15	-105	-	15
<b>Netto-Buchwert zum 31. Dezember 2009</b>	<b>2.463</b>	<b>3.765</b>	<b>3.304</b>	<b>228</b>	<b>1.446</b>	<b>227</b>	<b>5.468</b>	<b>0</b>	<b>16.901</b>

1) Die Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen beinhalten auch Effekte aus der Goodwill-Reallokation im Zuge der Errichtung der Market Units Energy Trading, Climate & Renewables und Italy sowie aus der in Q2/2009 erfolgten finalen Allokation des Goodwills aus dem Erwerb der Endesa Europa/Viesgo-Aktivitäten.  
2) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

Nach IFRS 3 unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich auf der Betrachtungsebene der Cash Generating Units einem Impairment-Test 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.

Im Rahmen der Goodwill-Impairment-Tests werden zunächst die Fair Values 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 berücksichtigt.

Die Bewertung basiert auf der vom Vorstand genehmigten Mittelfristplanung. Den Berechnungen für Zwecke der Impairment-Tests liegt grundsätzlich ein Detailplanungszeitraum von fünf Jahren 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 in 2009 verwendeten Wachstumsraten für entwickelte Marktregionen liegen zwischen 1,2 und 3,8 Prozent (2008: 1,1 und 3,5 Prozent). Die zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze in diesen Regionen werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betragen zum Bewertungsstichtag zwischen 5,8 und 7,9 Prozent (2008: 6,0 und 7,8 Prozent). Für Russland wurden auf Euro-Basis eine Wachstumsrate von 2,0 Prozent (2008: 2,0 Prozent) sowie Kapitalkosten von 9,4 Prozent (2008: 9,0 Prozent) zugrunde gelegt. 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).

Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des beizulegenden Zeitwertes abzüglich der Veräußerungskosten 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.

Da die beizulegenden Zeitwerte abzüglich der Veräußerungskosten beziehungsweise ermittelten Nutzungswerte bei allen Cash Generating Units den entsprechenden Buchwert der Cash Generating Unit übersteigen, waren im Rahmen der Goodwill-Impairment-Tests 2009 keine Wertminderungen des Goodwills erforderlich. Der erzielbare Betrag zur Bestimmung der Werthaltigkeit des regulierten Geschäfts bei US-Midwest sowie Italien entspricht dem Nutzungswert.

Die Cash Generating Units Italy Non Regulated, US-Midwest Regulated und Russia Generation weisen jeweils nur eine geringe Überdeckung des Buchwerts durch den erzielbaren Betrag auf. Die zugeordneten Goodwills belaufen sich auf 2,2 Mrd €, 2,1 Mrd US-\$ sowie 62 Mrd Rubel. Die jeweiligen Überdeckungen betragen 0,4 Mrd €, 0,6 Mrd US-\$ sowie 13 Mrd Rubel.

Ausgehend von den in 2008 erfassten Wertberichtigungen auf den Goodwill der Cash Generating Unit Italy Non Regulated in Höhe von rund 1,7 Mrd € beziehungsweise von rund 1,5 Mrd € bei der Cash Generating Unit US-Midwest Regulated, reagieren die jeweiligen Überdeckungen in erhöhtem Maße sensitiv bei Veränderungen des Diskontierungszinssatzes beziehungsweise der langfristigen Wachstumsrate als wesentliche Bewertungsparameter.

Bei der Cash Generating Unit Italy Non Regulated, bei deren Bewertung Kapitalkosten von 7,6 Prozent und eine Wachstumsrate von 2,3 Prozent zugrunde gelegt wurden, ergäbe sich bei einer Veränderung des Diskontierungszinssatzes von mehr als 0,4 Prozentpunkten beziehungsweise der Wachstumsrate von mehr als 0,8 Prozentpunkten ein Wertminderungsbedarf. Bei der Cash Generating Unit US-Midwest Regulated, bei der Kapitalkosten von 6,3 Prozent und eine Wachstumsrate von 1,2 Prozent angenommen wurden, würde bei einer Veränderung von mehr als 0,3 beziehungsweise 0,5 Prozentpunkten in Landeswährung ein Impairment-Bedarf resultieren. Bei der Cash Generating Unit Russia Generation wäre auf Rubel-Basis bei einer Erhöhung des Diskontierungszinssatzes um mehr als 0,6 Prozentpunkte beziehungsweise einer Verminderung der Wachstumsrate von mehr als 1,0 Prozentpunkten ein Wertminderungsbedarf gegeben.

### Immaterielle Vermögenswerte

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen 444 Mio € im Jahr 2009 (2008: 395 Mio €), und die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 190 Mio € (2008: 290 Mio €).

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 20 Mio € (2008: 0 €) vorgenommen.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 481 Mio € (2008: 1.094 Mio €) enthalten. Die Verringerung resultiert im Wesentlichen aus gesunkenen Marktpreisen und Bestandsabbau.

Im Berichtsjahr wurden 62 Mio € (2008: 53 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 €	
2010	471
2011	422
2012	383
2013	307
2014	293
<b>Summe</b>	<b>1.876</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 2009 Buchwerte in Höhe von 448 Mio € (2008: 399 Mio €). Wertminderungen wurden in Höhe von 26 Mio € erfasst (2008: 41 Mio €).

### b) Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 338 Mio € (2008: 182 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2009 auf 3.247 Mio € (2008: 3.061 Mio €). In Höhe von 105 Mio € (2008: 114 Mio €) wurden Wertminderungen auf Sachanlagen erfasst. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 38 Mio € vorgenommen (2008: 0 €).

Im Jahr 2009 unterlagen insbesondere Grundstücke und Gebäude sowie technische Anlagen und Maschinen in Höhe von 5.188 Mio € (2008: 5.760 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	
	2009	2008
Bauten	25	28
Technische Anlagen und Maschinen	308	305
<b>Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände</b>	<b>333</b>	<b>333</b>

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

E.ON als Leasingnehmer – Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing						
in Mio €	Mindestleasingzahlungen		Enthaltener Zinsanteil		Barwerte	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Fälligkeit bis 1 Jahr	63	51	19	19	44	32
Fälligkeit 1-5 Jahre	147	163	64	63	83	100
Fälligkeit über 5 Jahre	281	294	163	179	118	115
<b>Summe</b>	<b>491</b>	<b>508</b>	<b>246</b>	<b>261</b>	<b>245</b>	<b>247</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 €	2009	2008
Nominalwert der ausstehenden Leasingraten		
Fälligkeit bis 1 Jahr	54	51
Fälligkeit 1-5 Jahre	100	124
Fälligkeit über 5 Jahre	170	189
<b>Summe</b>	<b>324</b>	<b>364</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 sie sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2009	2008
At equity bewertete Unternehmen	7.342	8.931
Beteiligungen	5.461	3.806
Langfristige Wertpapiere	3.670	5.017
<b>Summe</b>	<b>16.473</b>	<b>17.754</b>



Die at equity bewerteten Unternehmen umfassen ausschließlich assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, wobei Letztere wertmäßig nur einen geringen Anteil ausmachen.

In den Beteiligungen ist im Wesentlichen die unmittelbar gehaltene Beteiligung von rund 3,5 Prozent an der OAO Gazprom enthalten.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2009 betragen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 62 Mio € (2008: 75 Mio €) und auf sonstige Finanzanlagen 269 Mio € (2008: 60 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 336 Mio € (2008: 146 Mio €).

Von den langfristigen Wertpapieren sind 327 Mio € (2008: 1.593 Mio €) zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen der VKE zweckgebunden. Die Veränderung resultiert maßgeblich aus einer Vermögensumschichtung von der VKE in das Contractual Trust Arrangement (CTA) (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 €	2009	2008
Umsatzerlöse	36.037	35.803
Jahresergebnis	2.761	3.313

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge dieser Unternehmen betragen im Berichtsjahr 919 Mio € (2008: 965 Mio €).

Bilanzdaten der at equity bewerteten Unternehmen		
in Mio €	31. Dezember	
	2009	2008
Langfristige Vermögenswerte	23.142	26.493
Kurzfristige Vermögenswerte	12.080	16.954
Rückstellungen	6.642	8.601
Verbindlichkeiten und sonstige Passiva	14.520	17.206
<b>Eigenkapital</b>	<b>14.060</b>	<b>17.640</b>

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile markt-gängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 833 Mio € (2008: 990 Mio €). Diese Anteile weisen Fair Values von 870 Mio € (2008: 1.422 Mio €) auf.

Aus Beteiligungszugängen bei at equity bewerteten Unternehmen ergab sich insgesamt ein Goodwill von 12 Mio € (2008: 9 Mio €).

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 90 Mio € (2008: 87 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

### (16) Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2009 und 2008 wie folgt zusammen:

Vorräte		
in Mio €	31. Dezember	
	2009	2008
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	2.258	2.614
Handelswaren	2.110	2.066
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	150	94
<b>Summe</b>	<b>4.518</b>	<b>4.774</b>

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

Die Wertberichtigungen im Jahr 2009 beliefen sich auf 42 Mio € (2008: 13 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 1 Mio € (2008: 1 Mio €). Der Buchwert der zu Netto-Veräußerungswerten angesetzten Vorräte beträgt 258 Mio € (2008: 138 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 2009		31. Dezember 2008	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing	42	580	52	598
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	1.687	2.072	2.049	1.853
<b>Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte</b>	<b>1.729</b>	<b>2.652</b>	<b>2.101</b>	<b>2.451</b>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.577	-	14.416	-
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	7.556	2.365	10.352	2.840
Übrige betriebliche Vermögenswerte	3.874	1.023	4.080	949
<b>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</b>	<b>23.007</b>	<b>3.388</b>	<b>28.848</b>	<b>3.789</b>
<b>Summe</b>	<b>24.736</b>	<b>6.040</b>	<b>30.949</b>	<b>6.240</b>

Zum Bilanzstichtag enthalten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte Forderungen gegen Minderheitsgesellschaften von Gemeinschaftskraftwerken in Höhe von 631 Mio € (2008: 687 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 127 Mio € (2008: 757 Mio €). Darüber hinaus ist, basierend auf den Vorgaben von IFRIC 5, in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit 1.266 Mio € (2008: 1.157 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 €	2009	2008
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.577	14.416
nicht wertgemindert und nicht überfällig	9.530	12.019
nicht wertgemindert und überfällig bis 60 Tage	1.119	1.523
nicht wertgemindert und überfällig von 61 bis 90 Tage	121	219
nicht wertgemindert und überfällig von 91 bis 180 Tage	309	231
nicht wertgemindert und überfällig von 181 bis 360 Tage	158	152
nicht wertgemindert und überfällig über 360 Tage	48	68
Nettowert wertberichtigte Forderungen	292	204

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 Market Units.

Die Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2009	2008
Stand zum 1. Januar	-730	-556
Veränderung Konsolidierungskreis	1	-12
Wertminderungen	-382	-422
Zuschreibungen	55	103
Abgänge	198	45
Sonstiges <sup>1)</sup>	111	112
<b>Stand zum 31. Dezember</b>	<b>-747</b>	<b>-730</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:

in Mio €	E.ON als Leasinggeber – Finanzierungsleasing					
	Bruttoinvestition in Finanzierungsleasing-Verhältnisse		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Barwert der Mindestleasingzahlungen	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Fälligkeit bis 1 Jahr	92	96	50	44	42	52
Fälligkeit 1-5 Jahre	352	328	148	163	204	165
Fälligkeit über 5 Jahre	785	799	409	366	376	433
<b>Summe</b>	<b>1.229</b>	<b>1.223</b>	<b>607</b>	<b>573</b>	<b>622</b>	<b>650</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	31. Dezember	
	2009	2008
Wertpapiere und Festgeldanlagen	1.722	2.125
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	<i>1.311</i>	<i>1.347</i>
<i>Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	<i>411</i>	<i>778</i>
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	184	552
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4.210	3.671
<b>Summe</b>	<b>6.116</b>	<b>6.348</b>

Bei den verfügbaren Zahlungsmitteln weisen 6 Mio € (2008: 29 Mio €) eine Fälligkeit von mehr als drei Monaten auf.

Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als drei Monaten Wertpapiere der VKE in Höhe von 78 Mio € (2008: 380 Mio €) enthalten, die zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen zweckgebunden sind. Die Veränderung resultiert maßgeblich aus einer Vermögensumschichtung von der VKE in das CTA (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 2.869 Mio € (2008: 1.838 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügbarsbeschränkt 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 € (2008: 2.001.000.000 €). Die Hauptversammlung vom 30. April 2008 hatte beschlossen, die Aktien der Gesellschaft von Inhaber- auf Namensaktien umzustellen und die Satzung entsprechend zu ändern. Weiterhin wurde beschlossen, das Grundkapital in der Weise neu einzuteilen, dass zunächst das Grundkapital in 2008 um 267 Mio € aus Gesellschaftsmitteln erhöht wurde. Danach wurde das Grundkapital neu eingeteilt, sodass auf eine Aktie nunmehr drei Stückaktien entfielen. Dabei wurde die Anzahl der ausgegebenen Aktien verdreifacht.

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 6. Mai 2009 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 5. November 2010 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 2009 betrug 1.905.456.817 (2008: 1.904.530.366). Im Bestand der E.ON AG sowie einer Tochtergesellschaft befanden sich zum 31. Dezember 2009 95.543.183 eigene Aktien (31. Dezember 2008: 96.469.634) mit einem Konzernbuchwert von 3.530 Mio € (entsprechend 4,77 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 95.543.183 € des Grundkapitals). Im Jahr 2009 wurden für das Mitarbeiteraktienprogramm 925.282 Aktien aus dem Bestand eigener Aktien entnommen

und an Mitarbeiter ausgegeben (in 2008: Erwerb von 1.138.050 Aktien über die Börse). Zur Ausgabe von Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms siehe auch Textziffer 11. Weiterhin wurden aus dem Bestand 1.169 Aktien an Mitarbeiter ausgegeben (2008: 941 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 ist aufgrund des Hauptversammlungsbeschlusses vom 27. April 2005 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 27. April 2010 das Grundkapital um bis zu 540 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.

Da die nächste ordentliche Hauptversammlung erst nach dem Auslaufen dieses genehmigten Kapitals stattfindet, wurde auf der Hauptversammlung vom 6. Mai 2009 Folgendes beschlossen: Der Vorstand wird ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats ab dem 28. April 2010 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 2009 wurden zwei bis zum 5. Mai 2014 befristete bedingte Kapitalerhöhungen – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – von jeweils 175,0 Mio € (bedingtes Kapital I und II) beschlossen. Die bedingten Kapitalerhöhungen werden 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. Die bedingten Kapitalerhöhungen wurden nicht in Anspruch genommen.

### **Stimmrechtsverhältnisse**

Nachfolgende Mitteilung gemäß § 21 Abs. 1 WpHG zu den Stimmrechtsverhältnissen liegt für das Geschäftsjahr 2009 vor:

Die Black Rock Inc., New York, USA, hat uns gemäß § 21 Abs. 1 WpHG am 7. Dezember 2009 mitgeteilt, dass der Stimmrechtsanteil der Black Rock Financial Management Inc., New York, USA, an der E.ON AG, Düsseldorf, Deutschland, ISIN: DE0007614406, WKN: 761440 am 1. Dezember 2009 durch Aktien die Schwelle von 3 Prozent der Stimmrechte überschritten hat und nunmehr 4,68 Prozent (das entspricht 93.552.795 Stimmrechten) beträgt. Diese sind der Gesellschaft gemäß § 22 Abs. 1, Satz 1, Nr. 6 WpHG zuzurechnen.

## (20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage beläuft sich zum 31. Dezember 2009 auf 13.747 Mio € (2008: 13.741 Mio €). Die Kapitalrücklage erhöhte sich in 2009 im Wesentlichen aus der Ausgabe von Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms.

## (21) Gewinnrücklagen

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

Gewinnrücklagen in Mio €	31. Dezember	
	2009	2008
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	26.533	22.136
<b>Summe</b>	<b>26.578</b>	<b>22.181</b>

Für Ausschüttungen an die Aktionäre der E.ON AG stehen nach deutschem Aktienrecht die handelsrechtlichen Gewinnrücklagen sowie grundsätzlich auch der laufende handelsrechtliche Jahresüberschuss der E.ON AG zur Verfügung.

Diese Rücklagen belaufen sich zum 31. Dezember 2009 auf insgesamt 1.810 Mio € (2008: 834 Mio €). Hiervon sind die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2008: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG und die Rücklage für eigene Anteile mit 214 Mio € (2008: 233 Mio €) gemäß § 272 Abs. 4 HGB am Bilanzstichtag nicht ausschüttungsfähig. Damit steht für Dividendenzahlungen aus den Gewinnrücklagen grundsätzlich ein Betrag von 1.551 Mio € (2008: 556 Mio €) zur Verfügung.

Für das Geschäftsjahr 2009 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 1,50 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2008 wurde eine Dividende von 1,50 € je Aktie ausgeschüttet. Bezogen auf den Jahresendkurs 2009 beträgt die Dividendenrendite 5,1 Prozent. Bei einer Dividende von 1,50 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 2.858 Mio €.

## (22) Veränderung des Other Comprehensive Income

Im Oktober 2008 haben sich E.ON und Gazprom auf eine Beteiligung von E.ON am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje verständigt. Gazprom hat im Geschäftsjahr als Gegenleistung rund 3 Prozent der von E.ON mittelbar gehaltenen Aktien von Gazprom übernommen. Im Zusammenhang mit dem Abgang der Gazprom-Anteile wurden 1.818 Mio € ergebniswirksam reklassifiziert. Darüber hinaus resultieren ergebniswirksame Reklassifizierungen aus weiterveräußerbaren Wertpapieren im Wesentlichen aus der Veräußerung von Wertpapieren bei der Market Unit Central Europe.

Gegenläufig wirkt die Veränderung der unrealisierten Gewinne aus weiterveräußerbaren Wertpapieren, die im Wesentlichen auf die Erhöhung des beizulegenden Zeitwertes an Gazprom in Höhe von 2.324 Mio € vor latenten Steuern zurückzuführen ist.

Auf Vermögenswerte, die als zur Veräußerung gehalten klassifiziert werden, entfallen Bestandteile des Other Comprehensive Income in Höhe von 22 Mio € (2008: 1.039 Mio €).

### (23) Minderheitsanteile

Minderheitsanteile	31. Dezember	
	2009	2008
in Mio €		
Central Europe	2.557	2.782
Pan-European Gas	51	168
UK	62	59
Nordic	68	81
US-Midwest	27	21
Energy Trading	-	-
Neue Märkte	767	805
Corporate Center/Konsolidierung	75	44
<b>Summe</b>	<b>3.607</b>	<b>3.960</b>

Die Aufteilung der Minderheitsanteile am Kapital auf Segmente entspricht der nebenstehenden Tabelle.

Der Rückgang der Minderheiten im Geschäftsjahr 2009 resultiert im Wesentlichen aus der Anteilsaufstockung der SNET France um 35 Prozent auf 100 Prozent.

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

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der Mitarbeiter des E.ON-Konzerns in Höhe von 16,1 Mrd € stand zum 31. Dezember 2009 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 13,2 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 82 Prozent.

Neben dem ausgewiesenen Planvermögen wird durch die Versorgungskasse Energie (VKE) ein zusätzliches

Pensionsdeckungsvermögen in Höhe von 0,5 Mrd € (2008: 2,3 Mrd €) verwaltet, das kein Planvermögen gemäß IAS 19 darstellt, aber nahezu ausschließlich der Rückdeckung von Versorgungsansprüchen von Mitarbeitern in der Market Unit Central Europe dient (siehe Textziffer 31).

In den letzten Jahren hat sich der Finanzierungsstatus, gemessen als Unterschiedsbetrag aus dem Anwartschaftsbarwert der Versorgungsansprüche der Mitarbeiter und dem Fair Value des Planvermögens, wie folgt entwickelt:

Vier-Jahres-Entwicklung des Finanzierungsstatus	31. Dezember			
	2009	2008	2007	2006
in Mio €				
Anwartschaftsbarwert aller Versorgungsverpflichtungen	16.087	14.096	15.936	17.306
Fair Value des Planvermögens	-13.205	-11.034	-13.056	-13.342
<b>Finanzierungsstatus</b>	<b>2.882</b>	<b>3.062</b>	<b>2.880</b>	<b>3.964</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 zwischen 1998 und 2009 bei den wesentlichen inländischen und ausländischen Konzernunternehmen neu konzipierte Pensionspläne eingeführt. Nahezu

alle Neueintritte bei den inländischen Market Units sowie bei den Market Units UK, US-Midwest und Spain 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 in den USA und 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 €	2009			2008		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	14.096	8.047	6.049	15.936	7.963	7.973
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (employer service cost)	211	136	75	220	138	82
Kalkulatorischer Zinsaufwand (interest cost)	842	450	392	866	425	441
Veränderungen Konsolidierungskreis	-28	-66	38	438	1	437
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (past service cost)	7	-2	9	27	6	21
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (actuarial gains [-]/losses)	1.543	249	1.294	-1.020	77	-1.097
Währungsunterschiede	309	-	309	-1.422	-	-1.422
Mitarbeiterbeiträge	15	-	15	24	-	24
Pensionszahlungen	-874	-470	-404	-848	-443	-405
Plankürzungen	-2	-	-2	-2	-	-2
Sonstige	-32	-59	27	-123	-120	-3
<b>Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember</b>	<b>16.087</b>	<b>8.285</b>	<b>7.802</b>	<b>14.096</b>	<b>8.047</b>	<b>6.049</b>

Ausländische Versorgungsverpflichtungen entfallen nahezu vollständig auf die Market Units UK (2009: 6.321 Mio €, 2008: 4.637 Mio €), US-Midwest (2009: 916 Mio €, 2008: 911 Mio €) und Spain (2009: 373 Mio €, 2008: 355 Mio €). Der den Gesundheitsfürsorgeleistungen zuzuordnende Anteil des gesamten Verpflichtungsumfangs beträgt 166 Mio € (2008: 161 Mio €).

Unter der Position „Sonstige“ wurden im Wesentlichen leistungsorientierte Versorgungsverpflichtungen in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ umgegliedert.

Die in 2009 entstandenen versicherungsmathematischen Verluste sind hauptsächlich auf die Absenkung des Rechnungszinssatzes sowie die Anhebung des Gehalts- und Rententrends in der Market Unit UK zurückzuführen und bewirken eine Erhöhung des Anwartschaftsbarwertes. Im Inland sind die versicherungsmathematischen Verluste insbesondere durch die Absenkung des Rechnungszinssatzes begründet.



Bei der versicherungsmathematischen Bewertung der Verpflichtungen der Konzerngesellschaften wurden die folgenden durchschnittlichen Annahmen für die Regionen Deutschland, Großbritannien und USA zugrunde gelegt:

Versicherungsmathematische Annahmen						
in %	31. Dezember 2009			31. Dezember 2008		
	Deutschland	UK	USA	Deutschland	UK	USA
Zinssatz	5,50	5,70	6,10	5,75	6,40	6,05
Gehaltstrend	2,75	4,00	5,25	2,75	3,00	5,25
Erwarteter Planvermögensertrag	4,50-4,70	6,10	7,75	4,50-5,10	5,40	8,25
Rententrend <sup>1)</sup>	2,00	3,30	-	2,00	2,50	-
Gesundheitskostentrend	-	-	8,00	-	-	8,00

1) Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einem 1%-Rententrend unterliegen.

Daneben werden auch andere unternehmensspezifische versicherungsmathematische Annahmen wie die Mitarbeiterfluktuation in die Berechnung einbezogen.

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.

Die im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze basieren auf den regionenspezifischen, zum Bilanzstichtag ermittelten Renditen hochwertiger festverzinslicher Unternehmensanleihen mit einer der mittleren Laufzeit der Pensionsverpflichtungen entsprechenden Duration.

Zum 31. Dezember 2009 würde im E.ON-Konzern eine einheitliche Veränderung der Rechnungszinssätze um  $\pm 0,5$  Prozentpunkte zu einer Veränderung des Anwartschaftsbarwertes (Defined Benefit Obligation) von -1.034 Mio € bzw. +1.150 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 wurden durch den E.ON Pension Trust e.V. am Bilanzstichtag Planvermögen in Höhe von 6.481 Mio € (2008: 4.847 Mio €) treuhänderisch verwaltet. Eine Umschichtung von Kapitalanlagen aus der Versorgungskasse Energie (VKE) in das CTA führte in 2009 zu einer Zunahme des inländischen Planvermögens um 1,7 Mrd €. Zusätzliches inländisches Planvermögen in Höhe von 298 Mio € (2008: 300 Mio €) wird im Wesentlichen von Pensionskassen der Market Unit Central Europe gehalten.

Das ausländische Planvermögen in Höhe von insgesamt 6.426 Mio € (2008: 5.887 Mio €) dient vor allem der Finanzierung der Pensionspläne der Market Units UK und US-Midwest und wird größtenteils von unabhängigen Pensionsfonds (Pension Trusts) verwaltet. Planvermögen in Höhe von 5.575 Mio € (2008: 5.132 Mio €) entfällt dabei auf die Market Unit UK. Das Deckungsvermögen der Market Unit Spain von insgesamt 282 Mio € (2008: 287 Mio €) besteht nahezu vollständig aus qualifizierten Versicherungsverträgen, die gemäß IAS 19 Planvermögen darstellen.

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

Entwicklung des Planvermögens						
in Mio €	2009			2008		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar	11.034	5.147	5.887	13.056	5.522	7.534
Erwarteter Planvermögensertrag	614	270	344	721	295	426
Arbeitgeberbeiträge	1.913	1.707	206	204	7	197
Mitarbeiterbeiträge	15	-	15	24	-	24
Veränderungen Konsolidierungskreis	22	-	22	284	-	284
Versicherungsmathematische Gewinne/Verluste (-) (actuarial gains/losses [-])	43	67	-24	-1.008	-352	-656
Währungsunterschiede	357	-	357	-1.527	-	-1.527
Pensionszahlungen	-762	-367	-395	-724	-326	-398
Planabgeltungen	-1	-	-1	0	-	-
Sonstige	-30	-45	15	4	1	3
<b>Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember</b>	<b>13.205</b>	<b>6.779</b>	<b>6.426</b>	<b>11.034</b>	<b>5.147</b>	<b>5.887</b>

Die von der VKE verwalteten langfristigen Kapitalanlagen und liquiden Mittel in Höhe von 0,5 Mrd € (2008: 2,3 Mrd €) gehen nicht in die Ermittlung des Finanzierungsstatus zum 31. Dezember 2009 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 im Wesentlichen der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen der Market Unit Central Europe dient, zusätzlich zu berücksichtigen.

Das prinzipielle Anlageziel für das Planvermögen ist die zeitkongruente Abdeckung der aus den jeweiligen Versorgungszusagen resultierenden Zahlungsverpflichtungen. Das Planvermögen enthält nahezu keine selbst genutzten Immobilien sowie Aktien und Anleihen von E.ON-Konzernunternehmen.

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 2009			31. Dezember 2008		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Aktien	17	13	21	11	6	16
Schuldtitel	64	66	62	62	52	70
Immobilien	8	11	5	10	13	8
Sonstiges (im Wesentlichen Geldmarktanlagen)	11	10	12	17	29	6

## Pensionsrückstellung

Die bilanzierte Nettoverpflichtung des E.ON-Konzerns resultiert aus einer Gegenüberstellung des Anwartschaftsbarwertes der Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens, angepasst um noch nicht erfasste nachzuerrechnende Dienstzeitaufwendungen, und leitet sich wie folgt ab:

in Mio €	31. Dezember	
	2009	2008
Anwartschaftsbarwert der Versorgungsverpflichtungen mit (vollständiger oder teilweiser) Planvermögensdeckung	15.715	13.751
Fair Value des Planvermögens	-13.205	-11.034
Anwartschaftsbarwert der Versorgungsverpflichtungen ohne Planvermögensdeckung	372	345
<b>Finanzierungsstatus</b>	<b>2.882</b>	<b>3.062</b>
Nicht erfasster, nachzuerrechnender Dienstzeitaufwand	-10	-10
<b>Bilanzierter Betrag</b>	<b>2.872</b>	<b>3.052</b>
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-12	-507
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	2.884	3.559

Der Rückgang der bilanziellen Nettoverpflichtung zum 31. Dezember 2009 resultiert vor allem aus der Dotierung des Planvermögens. Diese überkompensiert die versicherungsmathematischen Verluste, die im Wesentlichen durch die Absenkung der Rechnungszinssätze im Inland und in der Market Unit UK sowie in der Anhebung des Gehalts- und Rententrends in der Market Unit UK bedingt sind.

## Beitrags- und Versorgungszahlungen

In 2009 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 1.913 Mio € (2008: 204 Mio €) geleistet. Hierunter fallen auch die von der VKE in das CTA umgeschichteten Mittel. Aufgrund des hohen wirtschaftlichen Ausfinanzierungsgrades (unter Berücksichtigung des Pensionsdeckungsvermögens der VKE) der Versorgungsverpflichtungen bei den deutschen Konzerngesellschaften erfolgten in 2009 darüber hinaus keine wesentlichen Zahlungen der Arbeitgeber in das inländische Planvermögen.

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in Höhe von 224 Mio € erwartet, die ausschließlich auf ausländische Gesellschaften entfallen.

In 2009 erfolgten Pensionszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 874 Mio € (2008: 848 Mio €). Für die zum 31. Dezember 2009 bestehenden Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Pensionszahlungen prognostiziert:

Erwartete Pensionszahlungen			
in Mio €	Gesamt	Inland	Ausland
2010	856	468	388
2011	872	488	384
2012	888	494	394
2013	908	503	405
2014	927	511	416
2015-2019	4.973	2.733	2.240
<b>Summe</b>	<b>9.424</b>	<b>5.197</b>	<b>4.227</b>

## Pensionsaufwand

Der Gesamtaufwand leistungsorientierter Versorgungszusagen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen						
in Mio €	2009			2008		
	Gesamt	Inland	Ausland	Gesamt	Inland	Ausland
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (employer service cost)	211	136	75	220	138	82
Kalkulatorischer Zinsaufwand (interest cost)	842	450	392	866	425	441
Erwarteter Planvermögensertrag (expected return on plan assets)	-614	-270	-344	-721	-295	-426
Auswirkungen von Plankürzungen (effects of curtailments) oder Planabgeltungen (effects of settlements)	-1	-	-1	-2	-	-2
Erfasster, nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (recognized past service cost)	7	-2	9	20	6	14
<b>Summe</b>	<b>445</b>	<b>314</b>	<b>131</b>	<b>383</b>	<b>274</b>	<b>109</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 in 2009 in Summe 657 Mio € (2008: Vermögensverluste 287 Mio €).

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 71 Mio € (2008: 64 Mio €) geleistet.

Vom dargestellten Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen entfallen 12 Mio € (2008: 11 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 +0,6 Mio € beziehungsweise -0,5 Mio € (2008: +0,4 Mio € beziehungsweise -0,4 Mio €). Der hierauf entfallende Verpflichtungsumfang würde sich entsprechend um +6,9 Mio € beziehungsweise -6,0 Mio € (2008: +4,8 Mio € beziehungsweise -4,3 Mio €) verändern.

Die im Konzerneigenkapital erfassten versicherungsmathematischen Gewinne/Verluste (einschließlich der versicherungsmathematischen Gewinne/Verluste in den Versorgungsverpflichtungen, die in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ bereits enthalten waren beziehungsweise umgegliedert wurden und der at equity bewerteten Unternehmen) entwickelten sich wie folgt:

Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne/Verluste		
in Mio €	2009	2008
Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne (+)/Verluste (-) zum 1. Januar	1.638	1.633
Erfassung der versicherungsmathematischen Gewinne (+)/Verluste (-) des Berichtsjahres im Eigenkapital	-1.500	5
<b>Kumulierte im Eigenkapital erfasste versicherungsmathematische Gewinne (+)/Verluste (-) zum 31. Dezember</b>	<b>138</b>	<b>1.638</b>

In den Jahren 2006 bis 2009 haben sich folgende erfahrungsbedingte Anpassungen des Barwertes aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens ergeben:

Erfahrungsbedingte Anpassungen				
in %	31. Dezember			
	2009	2008	2007	2006
Erfahrungsbedingte Anpassungen des Verpflichtungsbetrages	0,26	1,61	1,22	0,73
Erfahrungsbedingte Anpassungen des Planvermögens	0,23	-9,01	-0,50	-0,22

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 die Entwicklung der Einkommenssteigerungen sowie sonstiger zur Bestimmung der Anwartschaften maßgeblicher Bemessungsgrößen, Rentenerhöhungen, Mitarbeiterfluktuation und biometrische Daten wie Todes- und Invaliditätsfälle.

## (25) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen		31. Dezember 2009		31. Dezember 2008	
in Mio €		Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich		206	8.901	127	9.138
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich		217	4.160	161	3.931
Verpflichtungen im Personalbereich		650	711	633	716
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen		319	1.246	290	1.193
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen		361	388	309	320
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen		551	136	458	141
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen		68	523	45	557
Sonstige		2.343	2.743	2.237	3.202
<b>Summe</b>		<b>4.715</b>	<b>18.808</b>	<b>4.260</b>	<b>19.198</b>

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen										
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2009	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Aufzinsung	Zuführung	Inanspruchnahme	Umbuchung	Auflösung	Schätzungsänderungen	Stand zum 31. Dezember 2009
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	9.265	51	-	483	26	-13	-96	-	-609	9.107
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	4.092	29	-	220	64	-240	96	-	116	4.377
Verpflichtungen im Personalbereich	1.349	-	-12	3	857	-777	-20	-39	-	1.361
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	1.483	14	3	48	65	-15	-36	-	3	1.565
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	629	5	-7	15	475	-245	-25	-98	-	749
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	599	3	21	6	460	-311	37	-128	-	687
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	602	-1	3	17	26	-27	-5	-24	-	591
Sonstige	5.439	20	3	38	1.602	-1.669	-7	-341	1	5.086
<b>Summe</b>	<b>23.458</b>	<b>121</b>	<b>11</b>	<b>830</b>	<b>3.575</b>	<b>-3.297</b>	<b>-56</b>	<b>-630</b>	<b>-489</b>	<b>23.523</b>

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstufungsentwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 9) enthalten.

Die verwendeten Zinssätze betragen im Kernenergiebereich nach landesspezifischer Ermittlung zum 31. Dezember 2009 5,2 Prozent (2008: 5,5 Prozent) in Deutschland und 3,0 Prozent (2008: 3,0 Prozent) in Schweden. Bei den übrigen Rückstufungspositionen kommen in Abhängigkeit von der Laufzeit Zinssätze zwischen 1,2 und 4,3 Prozent (2008: 1,7 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 9,1 Mrd € 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 Kraftwerksanlagenteile.

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. Sämtliche den Rückstellungen zugrunde liegenden Kostenansätze werden jährlich auf Basis externer Sachverständigen-gutachten aktualisiert.

Bei der Bemessung der Rückstellungen in Deutschland wurden die Einflussgrößen aus der Verständigung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, unterzeichnet am 11. Juni 2001, berücksichtigt. 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 803 Mio € (2008: 789 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.

In der Market Unit Central Europe ergaben sich in 2009 Schätzungsänderungen in Höhe von -538 Mio € sowie Umgliederungen in die Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen in Höhe von -96 Mio €. Die Market Unit Nordic hat Schätzungsänderungen in Höhe von -71 Mio € zu verzeichnen.

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

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 4,4 Mrd € beinhalten sämtliche vertraglichen nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen, die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile, deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen beruht.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Von dem auf Deutschland entfallenden Anteil der Rückstellungen wurden 32 Mio € (2008: 55 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.

In der Market Unit Central Europe ergaben sich in 2009 Schätzungsänderungen in Höhe von -15 Mio €. Die Market Unit Nordic hat Schätzungsänderungen in Höhe von 131 Mio € zu verzeichnen.

### **Verpflichtungen im Personalbereich**

Die Rückstellungen für Personalaufwendungen betreffen vor allem Rückstellungen für Vorruhestandsregelungen, erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile, Jubiläumsvpflichtungen sowie andere Personalkosten.

### **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 Gasspeicherstandorten sowie für den Rückbau von Infrastruktureinrichtungen ausgewiesen.

### **Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen**

Die Rückstellungen für beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen enthalten vor allem 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, inklusive der in Vorjahren gebildeten Rückstellung zur Berücksichtigung des Risikos der sogenannten Mehrerlösabschöpfung infolge der Netzentgeltregulierung in Deutschland. 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 2009 und 2008 wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten						
in Mio €	31. Dezember 2009			31. Dezember 2008		
	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>7.120</b>	<b>30.657</b>	<b>37.777</b>	<b>16.022</b>	<b>25.036</b>	<b>41.058</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.635	-	4.635	5.938	-	5.938
Investitionszuschüsse	83	262	345	40	305	345
Baukostenzuschüsse von Energieabnehmern	322	2.958	3.280	313	3.175	3.488
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	7.307	2.885	10.192	9.645	3.994	13.639
Erhaltene Anzahlungen	497	239	736	482	344	826
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	10.255	1.506	11.761	11.952	1.935	13.887
<b>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>23.099</b>	<b>7.850</b>	<b>30.949</b>	<b>28.370</b>	<b>9.753</b>	<b>38.123</b>
<b>Summe</b>	<b>30.219</b>	<b>38.507</b>	<b>68.726</b>	<b>44.392</b>	<b>34.789</b>	<b>79.181</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“. Im Geschäftsjahr 2009 gab es keinen Verzug bei Darlehensverbindlichkeiten.

**Debt-Issuance-Programm über 35 Mrd €**

Das Debt-Issuance-Programm über 35 Mrd € ermöglicht der E.ON AG und der EIF, unter unbedingter Garantie der E.ON AG, von Zeit zu Zeit Schuldtitel in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren auszugeben. Das Programm wurde im Dezember 2009 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert. Zu dieser Gelegenheit erfolgte eine Erhöhung des zulässigen Gesamtemissionsvolumens von 30 Mrd € auf 35 Mrd €.

**Corporate Center****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 2009 standen folgende Anleihen der EIF aus:

Wesentliche Anleihen der E.ON International Finance B.V. <sup>1)</sup>				
Emissionsvolumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon	
1.000 Mio EUR	2 Jahre	Nov 2010	4,750 %	
200 Mio CHF	3 Jahre	Dez 2010	3,000 %	
500 Mio CHF	2 Jahre	Feb 2011	2,000 %	
1.100 Mio SEK	2 Jahre	Mai 2011	3 mth STIB+95	
750 Mio EUR	3 Jahre	Sep 2011	5,000 %	
750 Mio EUR	2,5 Jahre	Nov 2011	2,500 %	
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 %	
1.750 Mio EUR	5 Jahre	Okt 2012	5,125 %	
250 Mio CHF	4 Jahre	Dez 2012	3,875 %	
750 Mio EUR	4 Jahre	Mrz 2013	4,125 %	
1.500 Mio EUR	5 Jahre	Mai 2013	5,125 %	
300 Mio CHF	5 Jahre	Mai 2013	3,625 %	
350 Mio GBP	5 Jahre	Jan 2014	5,125 %	
1.750 Mio EUR	5 Jahre	Jan 2014	4,875 %	
525 Mio CHF <sup>3)</sup>	5 Jahre	Feb 2014	3,375 %	
1.000 Mio EUR	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>4)</sup>	10 Jahre	Okt 2017	5,500 %	
2.000 Mio USD <sup>5)</sup>	10 Jahre	Apr 2018	5,800 %	
850 Mio GBP <sup>6)</sup>	12 Jahre	Okt 2019	6,000 %	
1.400 Mio EUR <sup>7)</sup>	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %	
975 Mio GBP <sup>8)</sup>	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %	
900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %	
1.000 Mio USD <sup>5)</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) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 400 Mio CHF auf 525 Mio CHF.  
 4) Die Anleihe wurde in zwei Schritten aufgestockt von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf 2.375 Mio EUR.  
 5) Anleihe unter Rule 144A/Regulation S  
 6) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 600 Mio GBP auf 850 Mio GBP.  
 7) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.  
 8) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2009 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 2,5 Mrd € sowie Schuldscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 1,4 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 2009 waren unter diesen Programmen Commercial Paper in Höhe von 1.520 Mio € (2008: 7.305 Mio €) ausstehend.

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 9 Mrd €  
Im November 2009 hat E.ON die bestehende revolvierende Kreditlinie plangemäß von 12,5 Mrd € auf rund 9 Mrd € reduziert. Die Linie ist unterteilt in eine 364-Tages-Tranche (Tranche A) und eine langfristige Tranche (Tranche B).

Tranche A wurde im November 2009 mit einem Volumen von 4 Mrd € (zuvor 7,5 Mrd €) verlängert und hat jetzt eine Laufzeit bis zum 25. November 2010. Tranche B in Höhe von rund 5 Mrd € läuft unverändert bis zum 2. Dezember 2011. Zum 31. Dezember 2009 war die syndizierte Kreditlinie wie im Vorjahr ungenutzt. Sie dient auch als Backup-Linie für die

Commercial-Paper-Programme und ermöglicht es der E.ON AG und der E.ON International Finance B.V. (unter unbedingter Garantie der E.ON AG), Kredite in einer Gesamthöhe von bis zu 9 Mrd € aufzunehmen.

Die Fälligkeiten der Anleiheverbindlichkeiten der E.ON AG und der EIF zum 31. Dezember 2009 werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Die Werte basieren auf den Daten der internen Liquiditätssteuerung und berücksichtigen ökonomische Sicherungen:

Anleiheverbindlichkeiten der E.ON AG und der E.ON International Finance B.V.								
in Mio €	Summe	Fälligkeit in 2009	Fälligkeit in 2010	Fälligkeit in 2011	Fälligkeit in 2012	Fälligkeit in 2013	Fälligkeit in 2014 bis 2020	Fälligkeit nach 2020
31. Dezember 2009	28.007	-	1.807	2.234	2.970	2.745	13.866	4.385
31. Dezember 2008	24.089	4.250	1.810	950	2.673	1.970	9.190	3.246

### Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember						
in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Anleihen	-	-	-	-	9	272
Commercial Paper	-	-	-	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	848	1.209	2	84	52	26
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	151	149	62	63	-	-
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	698	796	66	105	13	-
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>1.697</b>	<b>2.154</b>	<b>130</b>	<b>252</b>	<b>74</b>	<b>298</b>

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 312 Mio € (2008: 1.035 Mio €). Hierbei handelt es sich um von Banken hinterlegte Sicherheitsleistungen zur Begrenzung der Auslastung von Kreditlimits im Zusammenhang mit der Marktbewertung von Derivategeschäften. In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Schuldscheindarlehen in Höhe von 1.410 Mio € (2008: 1.293 Mio €) enthalten. Darüber hinaus beinhaltet der Posten erhaltene Margin-Zahlungen im Zusammenhang mit Börsentermingeschäften in Höhe von 155 Mio € (2008: 164 Mio €). Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitenleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 43 Mio € (2008: 31 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 2009 auf 4.635 Mio € (2008: 5.938 Mio €).

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 345 Mio € (2008: 345 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.

Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Corporate Center/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
536	506	530	549	-	-	-	-	27.888	23.984	28.963	25.311
-	-	-	-	-	-	-	-	1.520	7.305	1.520	7.305
100	-	-	-	-	-	465	652	818	1.571	2.285	3.542
27	27	-	-	-	-	-	-	5	8	245	247
561	719	-	-	155	171	311	402	2.960	2.460	4.764	4.653
<b>1.224</b>	<b>1.252</b>	<b>530</b>	<b>549</b>	<b>155</b>	<b>171</b>	<b>776</b>	<b>1.054</b>	<b>33.191</b>	<b>35.328</b>	<b>37.777</b>	<b>41.058</b>

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 3.280 Mio € (2008: 3.488 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 5.846 Mio € (2008: 6.482 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 1.090 Mio € (2008: 1.046 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits konsolidierten Tochterunternehmen sowie Minderheiten an voll konsolidierten Personengesellschaften in Höhe

von 653 Mio € (2008: 832 Mio €) enthalten. Im Vorjahr war zudem eine Verpflichtung zur Übertragung von Kraftwerkskapazitäten in Italien von 1.509 Mio € ausgewiesen (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).

Von den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten entfallen 6 Mio € (2008: 6 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 2009 auf 307 Mio € (2008: 155 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 ist der Käufer der Beteiligungen verpflichtet, die Kosten teilweise zu übernehmen oder bestimmte Kosten abzudecken, bevor E.ON selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Teilweise werden Verpflichtungen zuerst von Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt. 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 Freistellungserklärungen in den meisten Fällen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personenhandelsgesellschaften 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 E.ON Energie und die übrigen Obergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber mit Vertrag vom 11. Juli/27. Juli/21. August/28. August 2001 vereinbart, den haftenden Kernkraftwerksbetreiber im Schadensfall - nach Ausschöpfung seiner eigenen Möglichkeiten und der seiner Muttergesellschaften - finanziell so auszustatten, dass dieser seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann (Solidarvereinbarung). Vertragsgemäß beträgt der auf E.ON Energie entfallende Anteil bezüglich der Haftung, zuzüglich 5,0 Prozent für Schadensabwicklungskosten, am 31. Dezember 2009 unverändert zum Vorjahr 42,0 Prozent.

Die Gesellschaften der Market Unit Nordic 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 Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerksanlagen, die über die in der Vergangenheit bereits finanzierten Abgaben hinausgehen. Darüber hinaus sind die Gesellschaften der Market Unit Nordic 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 den Kernkraftwerken stehen, verursacht werden. Zum 31. Dezember 2009 war die Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 3.392 Mio SEK bzw. 331 Mio € (2008: 3.625 Mio SEK bzw. 333 Mio €) pro Schadensfall. Dieser Betrag muss gemäß „Law Concerning Nuclear Liability“ versichert werden. Die Market Unit Nordic hat die entsprechenden Versicherungen für ihre Kernkraftwerke vorgenommen. Weiterhin erfolgt eine Überprüfung der dargestellten Regelungen hinsichtlich der zuvor beschriebenen Haftungsbegrenzungen durch die schwedische Regierung. In welchem Umfang sich aus dem Ergebnis dieser Untersuchung Anpassungen der schwedischen Haftungsbegrenzungsregelungen ergeben werden, ist derzeit nicht absehbar.

Außer von den Market Units Central Europe und Nordic werden keine weiteren Kernkraftwerke betrieben. 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 2009 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 10,5 Mrd € (2008: 11,1 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 4,2 Mrd € innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen insbesondere bei den Market Units Central Europe, Nordic, Pan-European Gas, Russia und Climate & Renewables im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Modernisierungen von bestehenden Kraftwerksanlagen, Explorationsprojekten sowie der Netzanbindung von Offshore-Windparks enthalten. Die im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten belaufen sich am 31. Dezember 2009 auf 4,5 Mrd €. Diese beinhalten auch Verpflichtungen für den Bau von Windkraftanlagen.

Darüber hinaus resultieren finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Operating-Lease-Verträgen. Die entsprechenden Mindestleasingzahlungen, die in Nominalwerten dargestellt sind, werden folgendermaßen fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Operating Lease		
in Mio €	Mindestleasingzahlungen	
	2009	2008
Fälligkeit bis 1 Jahr	220	212
Fälligkeit 1-5 Jahre	511	552
Fälligkeit über 5 Jahre	497	614
<b>Summe</b>	<b>1.228</b>	<b>1.378</b>

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 230 Mio € (2008: 232 Mio €). Des Weiteren ergeben sich im Zusammenhang mit der Ver- und Rückmietung von Kraftwerksanlagen Zahlungsströme, die durch kompensierende betrags-, fristen- und währungskongruente Anlagen in Höhe von rund 0,4 Mrd € (2008: 0,5 Mrd €) zweckgebunden finanziert sind. Die Vereinbarung läuft 2030 aus.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2009 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2009 auf rund 327,5 Mrd € (Fälligkeit bis 1 Jahr: 20,5 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 Nichteinigung 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.

In 2009 haben sich die Abnahmeverpflichtungen für Erdgas aufgrund geänderter Planungsannahmen im Hinblick auf einen langfristig erwarteten Anstieg der Energiepreise erhöht.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2009 in Höhe von 9,0 Mrd € (Fälligkeit bis 1 Jahr: 2,4 Mrd €), unter anderem gegenüber Gemeinschaftskraftwerken bei der Market Unit Central Europe. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert in der Regel auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, welche generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird.

Weitere Abnahmeverpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2009 in Höhe von rund 2,0 Mrd € (Fälligkeit bis 1 Jahr: 0,2 Mrd €). Neben Abnahmeverpflichtungen für Wärme und Ersatzbrennstoffe bestehen bei der Market Unit Central Europe langfristige vertragliche Verpflichtungen zur Abnahme von Leistungen im Zusammenhang mit der Wiederaufarbeitung der bis zum 30. Juni 2005 transportierten Brennelemente und der Zwischenlagerung der hieraus resultierenden Abfälle.

Weitere finanzielle Verpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2009 in Höhe von rund 3,3 Mrd € (Fälligkeit bis 1 Jahr: 1,6 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 vertrieblichen Endkundengeschäft mit Sonderkunden Strom und Gas anhängig. 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. Die weitere Entwicklung der Rechtsprechung bleibt jedoch 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 Europäischen Gericht Erster Instanz erhoben. Die Klageerhebung hat keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. Folgerverfahren können nicht ausgeschlossen werden.

Seit der Sektoruntersuchung der europäischen Energiemärkte im Jahre 2005 hat die EU-Kommission gegen mehrere europäische Ferngasunternehmen Ermittlungen wegen des Verdachts wettbewerbswidrigen Verhaltens geführt, darunter E.ON Ruhrgas. Im Jahr 2009 hat sie gegen E.ON Ruhrgas die Vermutung geäußert, E.ON Ruhrgas habe durch langfristige Buchung nahezu aller Einspeisekapazitäten in das Netz der E.ON Gastransport den Gashandelsmarkt abgeschottet. Da ein gerichtliches Verfahren mit erheblichen unternehmerischen und verfahrensmäßigen Risiken verbunden wäre,

wurden mit der EU-Kommission Ende 2009 Gespräche aufgenommen. In der Folge wurde mit der Kommission eine Übereinkunft getroffen, nach der E.ON Ruhrgas einen Teil seiner langfristigen Einspeisekapazitätsbuchungen an E.ON Gastransport zurückgibt und sich zur Einhaltung bestimmter Buchungsquoten verpflichtet. Die EU-Kommission hat dieses Angebot begrüßt und unterzieht es bis Ende Februar 2010 einem Markttest. Eine Entscheidung, mit der die EU-Kommission diese Verpflichtungszusage für bindend erklärt und das Verfahren einstellt, wird für März/April 2010 erwartet.

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 €	2009	2008
<b>Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten</b>		
Tauschvorgänge bei Unternehmenstransaktionen	3.251	4.346
Dotierung von externem Fondsvermögen für Pensionsverpflichtungen durch Übertragung von Termingeldern und Wertpapieren	1.705	-

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung 5.507 Mio € in bar zugeflossen. Die mitveräußerten Zahlungsmittel betragen 664 Mio €. Der Verkauf dieser Aktivitäten führte zu Verminderungen bei den Vermögenswerten von 4.797 Mio € sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 1.246 Mio €. Im Vorjahr lagen keine zahlungswirksamen Veräußerungen konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten vor.

Die Unternehmenstransaktionen umfassten im Berichtsjahr 2009 den zahlungsmittelneutralen Austausch von Stromkapazitäten im Rahmen der Umsetzung der Verpflichtungszusage von E.ON gegenüber der Europäische Kommission sowie die Transaktion Yushno Russkoje, die nicht zahlungswirksame Bestandteile in Höhe von 2.303 Mio € enthielt. Im Vorjahr war die Hingabe eigener Anteile sowie der Kraftwerkseinheiten mit einem Wert von 4.346 Mio € im Rahmen der Statkraft-E.ON Sverige-Transaktion zahlungsmittelneutral (vergleiche hierzu auch Textziffer 4). Die Kaufpreise für Tochterunternehmen betragen im Vorjahr 8.730 Mio € und enthielten miterworbene Zahlungsmittel von 104 Mio €. Der im Vorjahr mit diesen Unternehmen erworbene Bestand an Vermögenswerten betrug 19.016 Mio €. Darüber hinaus wurden Rückstellungen und Verbindlichkeiten in Höhe von 9.965 Mio € übernommen.

Der operative Cashflow des E.ON-Konzerns lag im Jahr 2009 um 34 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Dieser Anstieg ist im Wesentlichen auf die Verringerung der im Vorjahr relativ hohen Mittelbindung im Working Capital in den Market Units UK und Central Europe und positive Effekte aus der Speicherbeschäftigung der Market Unit Pan-European Gas zurückzuführen. Darüber hinaus entfiel ein negativer Vorjahreseffekt im Trading-Bereich. Gegenläufig wirkten sich eine Bußgeldzahlung an die Europäische Kommission und Steuernachzahlungen aus, die den operativen Cashflow im Berichtsjahr 2009 in Höhe von rund 1 Mrd € in besonderem Maße belasteten.

Die Auszahlungen für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen rund 7 Prozent unter dem hohen Vorjahresniveau. In Beteiligungen wurde im Berichtsjahr deutlich weniger investiert. Der hohe Vorjahreswert resultierte vor allem aus dem Erwerb des Beteiligungspakets an Endesa Europa/Viesgo mit Aktivitäten vornehmlich in Italien, Spanien und Frankreich. Darüber hinaus wirkten sich in 2009 die Abgabe von Stromkapazitäten und die Veräußerung der Thüga-Gruppe positiv auf den Cashflow aus Investitionstätigkeit aus.

Die Mittelbindung für Festgeldanlagen, Wertpapiere und verfügungsbeschränkte Zahlungsmittel veränderte sich gegenüber dem Vorjahr nur geringfügig.

Der Cashflow aus Finanzierungstätigkeit war im Berichtsjahr 2009 negativ. Eine höhere Dividendenzahlung der E.ON AG sowie die Netto-Rückzahlung von Finanzverbindlichkeiten waren hierfür ursächlich. Der höhere positive Vorjahreswert war vor allem durch die verstärkte Aufnahme von Fremdkapital begründet.

Aus der Explorationstätigkeit ergaben sich ein operativer Cashflow in Höhe von -74 Mio € (2008: -78 Mio €) sowie ein Cashflow aus Investitionstätigkeit in Höhe von -87 Mio € (2008: -26 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 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. Fair Value Hedge Accounting wird insbesondere beim Tausch fester Zinsbindungen von in Euro und britischem Pfund denominierten langfristigen Finanzforderungen und -verbindlichkeiten in variable Zinsbindungen eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente werden Zinsswaps genutzt. Die Ergebnisse sind in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird. Bei Zinssicherungen erfolgt der Ausweis im sonstigen Zinsergebnis. Aus den Buchwertanpassungen der Grundgeschäfte ergab

sich im Geschäftsjahr ein Verlust von 5 Mio € (2008: 88 Mio € Verlust), während im gleichen Zeitraum Erträge bei den zugeordneten Sicherungsgeschäften von 17 Mio € (2008: 81 Mio €) realisiert wurden. Die im Vorjahr noch bestehenden Fair Value Hedges sind in 2009 ausgelaufen. Die beizulegenden Zeitwerte der innerhalb von Fair Value Hedges verwendeten Derivate betragen im Vorjahr -9 Mio €.

#### Cashflow Hedges

Cashflow Hedges dienen der Absicherung gegen Risiken aus variablen Zahlungsströmen. Zur Begrenzung des Zinsänderungs- und Währungsrisikos werden insbesondere Zins- und Zins-/Währungsswaps 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 Termingeschäfte, Futures und Swaps eingesetzt, für die ebenfalls Cashflow Hedge Accounting angewendet wird.

Zum 31. Dezember 2009 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 29 Jahren (2008: bis zu 30 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu elf Jahren (2008: bis zu zwölf Jahren) im Bereich der Zinssicherungen einbezogen. Im Commodity-Bereich betragen die Laufzeiten geplanter Grundgeschäfte bis zu drei Jahre (2008: bis zu fünf Jahre).

Zum 31. Dezember 2009 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Ertrag in Höhe von 2 Mio € (2008: Aufwand von 5 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 – 2009					
in Mio €	Buchwerte	2010	2011	2012-2014	>2014
OCI - Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	-61	-38	-18	-34	29
OCI - Zins-Cashflow-Hedges	14	1	-	-	13
OCI - Commodity-Cashflow-Hedges	-62	-83	15	6	-

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI <sup>1)</sup> in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2008					
in Mio €	Buchwerte	2009	2010	2011-2013	>2013
OCI - Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	-99	-35	-18	-13	-33
OCI - Zins-Cashflow-Hedges	16	-	1	-	15
OCI - Commodity-Cashflow-Hedges	187	95	49	43	-

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 4 Mio € (2008: 167 Mio €).

Im Jahr 2009 wurde ein Ertrag von 45 Mio € (2008: 474 Mio €) dem Other Comprehensive Income zugeführt. Im gleichen Zeitraum wurde ein Ertrag von 162 Mio € (2008: Aufwand von 293 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 2009 wurden 1.374 Mio € (2008: 2.083 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. In 2009 ergab sich ein Aufwand in Höhe von 1 Mio € in Bezug auf Ineffektivitäten aus den Net Investment Hedges (2008: Ertrag 6 Mio €).

## 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 Derivate auf Emissionsrechte 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 im 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 Stromtermingeschäfte 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 235 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 285 Mio € führen.

Zu Jahresbeginn war ein Aufwand von 64 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Zugängen in Höhe von 104 Mio € und Realisierungen in Höhe von 16 Mio € ergab sich zum Jahresende ein verbleibender abgegrenzter Ertrag von 56 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 2009		31. Dezember 2008	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Devisentermingeschäfte	16.949,2	-42,2	16.770,8	321,7
<b>Zwischensumme</b>	<b>16.949,2</b>	<b>-42,2</b>	<b>16.770,8</b>	<b>321,7</b>
Währungsswaps	18.407,0	119,0	20.974,7	1.878,1
Zins-/Währungsswaps	510,4	-32,4	523,8	-17,4
<b>Zwischensumme</b>	<b>18.917,4</b>	<b>86,6</b>	<b>21.498,5</b>	<b>1.860,7</b>
Zinsswaps				
Festzinszahler	1.595,4	-129,7	2.131,1	-212,5
Festzinsempfänger	1.282,7	61,6	6.285,2	125,8
Zinsfutures	188,8	1,7	87,9	0,1
Zinsoptionen	127,7	-	134,8	-
<b>Zwischensumme</b>	<b>3.194,6</b>	<b>-66,4</b>	<b>8.639,0</b>	<b>-86,6</b>
Sonstige Derivate	79,5	6,4	138,4	14,0
<b>Zwischensumme</b>	<b>79,5</b>	<b>6,4</b>	<b>138,4</b>	<b>14,0</b>
<b>Summe</b>	<b>39.140,7</b>	<b>-15,6</b>	<b>47.046,7</b>	<b>2.109,8</b>

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

in Mio €	31. Dezember 2009		31. Dezember 2008	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Stromtermingeschäfte	49.623,4	-584,4	40.485,6	-595,1
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte	10.755,0	13,7	13.503,1	6,2
Stromswaps	2.980,4	29,9	1.811,9	-375,6
Stromoptionen	145,5	-6,2	3.049,4	-84,5
Kohletermin- und -swappeschäfte	7.975,9	-28,2	9.525,0	-350,4
Börsengehandelte Kohletermingeschäfte	2.691,3	3,7	32,7	-9,8
Ölbezogene Derivate	5.852,6	-33,5	9.393,4	-1.000,3
Börsengehandelte ölbezogene Derivate	5.437,0	56,9	-	-
Gastermingeschäfte	23.914,3	255,5	21.946,9	-7,6
Gasswaps	6.271,0	16,3	354,5	-141,0
Börsengehandelte Gastermingeschäfte	1.100,9	1,4	52,9	2,4
Emissionsrechtbezogene Derivate	2.757,6	3,7	777,6	17,6
Börsengehandelte emissionsrechtbezogene Derivate	21,0	1,1	176,0	-6,4
Sonstige Derivate	60,8	14,7	-	-
<b>Summe</b>	<b>119.586,7</b>	<b>-255,4</b>	<b>101.109,0</b>	<b>-2.544,5</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, wobei die Änderungen des Standards Berücksichtigung gefunden haben:

Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2009						
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	5.461	5.461	AfS	5.461	3.815	493
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	4.381	4.373		4.609	-	-
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	622	622	n/a	627	-	-
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	3.759	3.751	LaR	3.982	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	26.395	23.059		23.059	2.013	7.754
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	11.577	11.577	LaR	11.577	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	8.952	8.952	HfT	8.952	2.013	6.785
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	969	969	n/a	969	-	969
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	4.897	1.561	LaR	1.561	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	5.392	5.392	AfS	5.392	4.384	1.008
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4.210	4.210	AfS	4.210	4.183	27
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	184	184	AfS	184	137	47
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	2.273	81	AfS	81	-	81
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>48.296</b>	<b>42.760</b>		<b>42.996</b>	<b>14.532</b>	<b>9.410</b>
Finanzverbindlichkeiten	37.777	37.566		41.518	-	-
<i>Anleihen</i>	28.963	28.963	AmC	32.799	-	-
<i>Commercial Paper</i>	1.520	1.520	AmC	1.520	-	-
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	2.285	2.285	AmC	2.285	-	-
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	245	245	n/a	356	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	4.764	4.553	AmC	4.558	-	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	30.949	24.163		24.163	2.210	6.948
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	4.635	4.635	AmC	4.635	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	9.505	9.505	HfT	9.505	2.210	6.261
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	687	687	n/a	687	-	687
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32</i>	653	653	AmC	653	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	15.469	8.683	AmC	8.683	-	-
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>68.726</b>	<b>61.729</b>		<b>65.681</b>	<b>2.210</b>	<b>6.948</b>

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 2 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 begebene Anleihen.

**Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen  
 im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2008**

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
Beteiligungen	3.806	3.806	AfS	3.806	2.121
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	4.552	4.536		4.769	1.381
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	650	650	n/a	654	-
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	3.902	3.886	LaR	4.115	1.381
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	32.637	29.333		29.336	594
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	14.416	14.373	LaR	14.375	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	11.705	11.705	HfT	11.705	590
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.487	1.487	n/a	1.487	-
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	5.029	1.768	LaR	1.769	4
Wertpapiere und Festgeldanlagen	7.142	7.142	AfS	7.142	6.380
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.671	3.671	AfS	3.671	1.848
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	552	552	AfS	552	-
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	4.521	1.568	AfS	1.568	1.447
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>56.881</b>	<b>50.608</b>		<b>50.844</b>	<b>13.771</b>
Finanzverbindlichkeiten	41.058	41.045		42.899	23.167
<i>Anleihen</i>	25.311	25.311	AmC	27.224	23.162
<i>Commercial Paper</i>	7.305	7.305	AmC	7.305	-
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	3.542	3.542	AmC	3.464	-
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	247	247	n/a	256	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	4.653	4.640	AmC	4.650	5
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	38.123	29.470		29.467	729
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	5.938	5.925	AmC	5.925	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	13.038	13.038	HfT	13.038	729
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	601	601	n/a	601	-
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32</i>	832	832	AmC	832	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	17.714	9.074	AmC	9.071	-
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>79.181</b>	<b>70.515</b>		<b>72.366</b>	<b>23.896</b>

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 2 verwiesen.

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 310 Mio € (2008: 300 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. 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	Käufe	Verkäufe	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/ Verluste im OCI	Stand
	1. Januar 2009	(inklusive Zugänge)	(inklusive Abgänge)			in Stufe 3	aus Stufe 3		zum 31. Dezember 2009
Beteiligungen	1.058	189	-65	-	-33	-	-	4	1.153
Derivative Finanzinstrumente	-983	-117	-	141	79	-	-	-	-880
<b>Summe</b>	<b>75</b>	<b>72</b>	<b>-65</b>	<b>141</b>	<b>46</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>273</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 2009				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2010	Mittel- abflüsse 2011	Mittel- abflüsse 2012-2014	Mittel- abflüsse ab 2015
Anleihen	4.211	3.574	12.807	21.312
Commercial Paper	1.538	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.019	209	198	1.099
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	63	39	108	281
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.301	75	656	2.120
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>9.132</b>	<b>3.897</b>	<b>13.769</b>	<b>24.812</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.635	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	19.496	6.515	2.009	124
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	200	10	93	349
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	8.995	30	66	168
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>33.326</b>	<b>6.555</b>	<b>2.168</b>	<b>641</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>42.458</b>	<b>10.452</b>	<b>15.937</b>	<b>25.453</b>

**Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2008**

in Mio €	Mittel- abflüsse 2009	Mittel- abflüsse 2010	Mittel- abflüsse 2011-2013	Mittel- abflüsse ab 2014
Anleihen	4.546	3.410	8.292	25.352
Commercial Paper	7.428	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	2.272	399	332	845
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	51	60	103	294
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.510	182	882	1.604
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>16.807</b>	<b>4.051</b>	<b>9.609</b>	<b>28.095</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.938	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	28.487	10.460	3.051	985
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	144	112	55	536
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	9.098	59	112	319
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>43.667</b>	<b>10.631</b>	<b>3.218</b>	<b>1.840</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>60.474</b>	<b>14.682</b>	<b>12.827</b>	<b>29.935</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 2009 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:

<b>Nettoergebnis nach Bewertungskategorien<sup>1)</sup></b>		
in Mio €	2009	2008
Loans and Receivables	-141	114
Available-for-Sale	2.158	133
Held-for-Trading	1.754	-2.663
Amortized Cost	-1.678	-1.741
<b>Summe</b>	<b>2.093</b>	<b>-4.157</b>

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf 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 (vergleiche Textziffer 7).

Finanzgarantien wurden in einem Volumen von 905 Mio € (2008: 546 Mio €) an konzernexterne Gesellschaften vergeben. Dies stellt den Maximalbetrag dar, den E.ON begleichen müsste, wenn die Garantien in Anspruch genommen würden.

## Risikomanagement

### Grundsätze

Die vorgeschriebenen Abläufe, Verantwortlichkeiten und Maßnahmen im Rahmen des Finanz- und Risikomanagements sind in internen Konzernrichtlinien detailliert dargestellt. Die Market Units 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), Risikocontrolling (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 Market Units etablierte Systeme eingesetzt. Die konzernweite Überwachung und Steuerung von Kreditrisiken erfolgt im Finanzcontrolling mit Unterstützung einer Standardsoftware.

Gesonderte Risikokomitees sind für die Sicherstellung und Weiterentwicklung der durch den Vorstand der E.ON AG beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity-, Treasury- und Kreditrisikobereich zuständig.

### 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 plant 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 Geldanlagebereich ausgesetzt. Aus diesen Risiken resultieren Ergebnis-, Eigenkapital- und Cashflow-Schwankungen. Zur Begrenzung beziehungsweise Ausschaltung dieser Risiken hat E.ON verschiedene Strategien entwickelt, die den Einsatz derivativer Finanzinstrumente beinhalten.

Die nachstehend beschriebene Analyse der risikoreduzierenden Tätigkeiten der Gesellschaft 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 in 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 Gesellschaft 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 und legt geeignete Risikoparameter fest.

Durch geschäftliche Aktivitäten außerhalb des Euro-Währungsraumes ergibt sich für den E.ON-Konzern ein Translationsrisiko. Aus Wechselkursschwankungen ergeben sich Umrechnungseffekte bei den in Fremdwährung denominierten Umsatzerlösen sowie den anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung, den Vermögenswerten und den Verbindlichkeiten sowie bei Zahlungen. Dieses Risiko stammt im Wesentlichen aus der Geschäftstätigkeit in den USA, Großbritannien, Schweden, Russland sowie Ungarn.

Dieses Translationsrisiko wird unter anderem durch Verschuldung in lokaler Währung abgesichert, die insbesondere auch Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung enthält. Darüber hinaus werden auf Konzernebene bei Bedarf auch Net Investment Hedges der Nettoinvestitionen im Ausland durchgeführt. Hierbei werden auch Derivate eingesetzt. Das Translationsrisiko des Konzerns wird regelmäßig überprüft und der Sicherungsgrad gegebenenfalls angepasst. Maßgrößen sind hierbei in Abhängigkeit vom Gesellschaftszweck der jeweilige Debt Factor sowie der anteilige Unternehmenswert in der Fremdwährung.



Für den E.ON Konzern bestehen zusätzlich operative und finanzielle Transaktionsrisiken aus Fremdwährungs-transaktionen. Operative Transaktionsrisiken ergeben sich für E.ON insbesondere durch den Einkauf und Verkauf von Gas, den Bezug von Brennstoffen, deren Preisbasis in US-Dollar denominated ist, konzerninterne Leistungsbeziehungen sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährung. Die Tochtergesellschaften sind für die Steuerung der operativen Währungsrisiken verantwortlich. Gebuchte Grundgeschäfte werden grundsätzlich in voller Höhe abgesichert. Bei kontrahierten, aber noch nicht gebuchten, und geplanten Geschäften erfolgt die Absicherung nach Abstimmung zwischen der Tochtergesellschaft und der E.ON AG.

Finanzielle Transaktionsrisiken ergeben sich aus monetären Forderungen und Verbindlichkeiten. Sie resultieren sowohl aus externen Finanzierungen in verschiedenen Fremdwährungen wie US-Dollar, Schweizer Franken und japanischen Yen 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 176 Mio € (2008: 341 Mio €) und resultiert wie 2008 im Wesentlichen aus den Positionen in britischen Pfund 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 2009 der Anteil der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung 88 Prozent (2008: 78 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 33,5 Mrd € zum Jahresende 2009 über 29,8 Mrd € in 2010 auf 27,7 Mrd € in 2011 abnehmen. Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 6,9 Jahre zum 31. Dezember 2009 (2008: 4,9 Jahre).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2009 Zinsderivate mit einem Nennwert von 3.195 Mio € (2008: 8.639 Mio €).

Eine Sensitivitätsanalyse wurde für kurzfristige und variabel verzinsliche Finanzaktiva und -passiva des Konzerns im Anwendungsbereich des IFRS 7 durchgeführt, wobei Zinsderivate mit berücksichtigt wurden. Eine Zunahme des Zinsniveaus um 1 Prozentpunkt (über alle Währungen) würde den Nettozinsaufwand pro Jahr um 10 Mio € (2008: 80 Mio €) erhöhen. Die alternative interne Steuerungsgröße berücksichtigt grundsätzlich das kurzfristige und variabel verzinsliche Fremdkapital unter Einbeziehung entsprechender Sicherungen sowohl des Zins- als auch des Währungsrisikos. Diese Kennzahl wird für das interne Risikocontrolling verwendet und spiegelt die ökonomische Position des E.ON-Konzerns wider. Eine Zunahme des Zinsniveaus um 1 Prozentpunkt (über alle Währungen) würde die Zinsbelastung im Folgejahr um 40 Mio € erhöhen.

### 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 Adjusted EBIT bemessen.

Das maximal zulässige Risiko aus Commodities wird im Rahmen der Mittelfristplanung vom Konzernvorstand zentral festgelegt und in Abstimmung mit den Market Units 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 das Corporate Center 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 des Portfolios 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 Market Units 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 Grenzwerte 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 das zuständige Risikokomitee statt.

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2009 strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Derivate mit einem Nennwert von 119.587 Mio € (2008: 101.109 Mio €). Bereits im Jahr 2008 fand eine sukzessive Übertragung der operativen Steuerung bezüglich der finanziellen und physischen Commodity-Positionen auf den liquiden europäischen Märkten auf die neugegründete Market Unit E.ON Energy Trading statt.

Der VaR für das Eigenhandelsportfolio betrug zum Stichtag 11,5 Mio € (2008: 36 Mio €). Der PaR für die im Systemportfolio gehaltenen finanziellen und physischen Commodity-Positionen über einen Planungshorizont von drei Jahren zum 31. Dezember 2009 betrug 2.845 Mio € (2008: 4.337 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.

### Risikomanagement im Aktienbereich

Der Wert aller börsennotierten Beteiligungen beträgt zum Abschlussstichtag 3.815 Mio € (2008: 2.121 Mio €). Hierbei stellt Gazprom den überwiegenden Teil dar. Diese Beteiligung wird zurzeit nicht gegen Marktwertschwankungen gesichert (Drei-Monats-Volatilität 2009: 25 Prozent, 2008: 35 Prozent). Sämtliche börsennotierten Beteiligungen werden als Available-for-Sale bilanziert. Wertänderungen werden grundsätzlich als Veränderung des OCI gezeigt.

### Kreditrisikomanagement

Das Kreditrisikomanagement bei E.ON umfasst die Identifikation, Bewertung und Steuerung von Kreditrisiken. 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.

Um Kreditrisiken aus dem Einsatz von Finanzinstrumenten sowie aus der operativen Geschäftstätigkeit zu minimieren, werden Transaktionen nur mit Geschäftspartnern geschlossen, welche die internen Mindestanforderungen erfüllen. Auf Basis der internen 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 in diesem Prozess enthalten sind Langfristverträge des operativen Geschäfts und Transaktionen des Assetmanagements. Diese werden auf Ebene der zuständigen Market Units 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 auf der Ebene der Market Unit als auch der Ebene des Konzerns 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. 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 Währungsderivate im Bankenbereich wird diese Aufrechnungsmöglichkeit bilanziell nachvollzogen. Obwohl ein Großteil der Transaktionen im Rahmen von Verträgen abgeschlossen wurde, die

ein Netting erlauben, ist eine Aufrechnung der laufenden Transaktionen mit positiven und negativen Fair Values in der nachfolgenden Tabelle nicht dargestellt. Somit wird das Kreditrisiko in der nachfolgenden Tabelle konservativer dargestellt, als es tatsächlich ist. Es entspricht der Summe der positiven Marktwerte. Da insbesondere Derivate hohen Marktschwankungen unterliegen, können kurzfristig Kreditrisikokonzentrationen entstehen. Insgesamt weist der Derivatebestand zum 31. Dezember 2009 folgende Laufzeiten- und Bonitätsstruktur auf:

Rating des Kontrahenten		31. Dezember 2009							
		Summe		Davon bis 1 Jahr		Davon 1 bis 5 Jahre		Davon über 5 Jahre	
Standard & Poor's und/oder Moody's		Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko
in Mio €									
AAA/Aaa bis AA-/Aa3		26.884,3	2.482,4	14.527,5	1.675,1	9.914,6	674,1	2.442,2	133,2
A+/A1 bis A-/A3		69.631,6	6.029,4	41.217,8	3.128,4	21.382,6	1.784,1	7.031,2	1.116,9
BBB+/Baa1 bis BBB-/Baa3		8.300,6	369,6	6.602,7	258,6	1.597,9	111,0	100,0	-
BB+/Ba1 bis BB-/Ba3		1.983,4	84,9	402,6	13,5	651,2	71,4	929,6	-
Sonstige <sup>1)</sup>		31.922,3	1.849,4	14.474,3	1.229,5	10.238,1	503,0	7.209,9	116,9
<b>Summe</b>		<b>138.722,2</b>	<b>10.815,7</b>	<b>77.224,9</b>	<b>6.305,1</b>	<b>43.784,4</b>	<b>3.143,6</b>	<b>17.712,9</b>	<b>1.367,0</b>

1) Die Position „Sonstige“ umfasst hauptsächlich Kontrahenten, für die E.ON Sicherheiten von Geschäftspartnern der oben genannten Ratingkategorien beziehungsweise mit äquivalentem internem Rating erhalten hat.

Rating des Kontrahenten		31. Dezember 2008							
		Summe		Davon bis 1 Jahr		Davon 1 bis 5 Jahre		Davon über 5 Jahre	
Standard & Poor's und/oder Moody's		Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko
in Mio €									
AAA/Aaa bis AA-/Aa3		34.682,4	3.447,5	23.089,6	2.570,8	10.247,0	773,6	1.345,8	103,1
A+/A1 bis A-/A3		46.571,0	4.560,2	25.507,5	2.767,2	12.595,3	802,3	8.468,2	990,7
BBB+/Baa1 bis BBB-/Baa3		8.385,2	654,3	5.941,1	411,3	2.350,9	241,8	93,2	1,2
BB+/Ba1 bis BB-/Ba3		1.668,9	174,6	584,7	50,9	1.084,2	123,7	-	-
Sonstige <sup>1)</sup>		43.083,5	4.948,9	25.372,4	3.292,8	12.787,8	1.539,1	4.923,3	117,0
<b>Summe</b>		<b>134.391,0</b>	<b>13.785,5</b>	<b>80.495,3</b>	<b>9.093,0</b>	<b>39.065,2</b>	<b>3.480,5</b>	<b>14.830,5</b>	<b>1.212,0</b>

1) Die Position „Sonstige“ umfasst hauptsächlich Kontrahenten, für die E.ON Sicherheiten von Geschäftspartnern der oben genannten Ratingkategorien beziehungsweise mit äquivalentem internem Rating erhalten hat.

Erhaltene Sicherheiten wurden nicht berücksichtigt. Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten sowie bei börsengehandelten emissionsrechtbezogenen Derivaten mit einem Nominalwert von insgesamt 20.005 Mio € (2008: 13.765 Mio €) bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken.

Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

## Assetmanagement

Zum Zweck der Finanzierung langfristiger Zahlungsverpflichtungen, unter anderem auch Entsorgungsverpflichtungen (siehe Textziffer 25), wurden per 31. Dezember 2009 von Gesellschaften der Market Unit Central Europe Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 4,8 Mrd € (2008: 5,0 Mrd €) gehalten.

Für dieses Finanzvermögen wird eine „Akkumulationsstrategie“ (Total-Return-Ansatz) verfolgt, mit einer breiten Diversifikation über die Segmente 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. Das Risikomanagement erfolgt auf Basis eines Value-at-Risk-Konzepts. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen insgesamt 103 Mio € (2008: 237 Mio €).

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.

Zusätzlich verwaltet die als Versicherungsverein auf Gegenseitigkeit geführte VKE zum Jahresende Finanzanlagen in Höhe von 0,5 Mrd € (2008: 2,3 Mrd €), die fast ausschließlich der Rückdeckung von Versorgungsansprüchen von Mitarbeitern in der Market Unit Central Europe dienen. Im Jahr 2009 wurden 2,1 Mrd € aus der VKE entnommen und zum Großteil (1,7 Mrd €) in das CTA überführt. Das verbleibende Vermögen der VKE stellt kein Planvermögen gemäß IAS 19 dar 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 erfolgt in dem von der BaFin vorgegebenen Regulierungsrahmen. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen 19,3 Mio € (2008: 216 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 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 €	2009	2008
Erträge	5.312	7.492
Aufwendungen	3.060	3.627
Forderungen	1.641	2.433
Verbindlichkeiten	2.950	3.433

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 gegenüber nahestehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, von denen 369 Mio € (2008: 531 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken resultieren. Diese Verbindlichkeiten haben keine feste Laufzeit und werden mit 1,0 Prozent p.a. (2008: 1,0 Prozent) verzinst. E.ON bezieht von diesen Kraftwerken Strom auf Basis eines Kostenübernahmevertrags sowie zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Marge (cost plus fee). Die Abrechnung dieser Transaktionen erfolgen hauptsächlich über Verrechnungskonten. Darüber hinaus weist E.ON im Berichtsjahr Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 1.232 Mio € (2008: 1.237 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 der E.ON AG) gewährt wurden. Der Aufwand für das Geschäftsjahr beträgt für kurzfristig fällige Leistungen 12,3 Mio € (2008: 14,5 Mio €) und für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 1,6 Mio € (2008: 2,3 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-Aktionsoptionsprogramms und des E.ON Share Performance Planes beträgt 3,4 Mio € (2008: Ertrag 0,9 Mio €).

Detaillierte und individualisierte Angaben hinsichtlich der Vergütung finden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 150 bis 155.

### (33) Segmentberichterstattung

Die Segmentberichterstattung des E.ON-Konzerns ist an der internen Organisations- und Berichtsstruktur ausgerichtet.

- Central Europe fokussiert sich auf das Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Energiebeteiligungen im europäischen Ausland.
- UK umfasst das Energiegeschäft in Großbritannien.
- Nordic konzentriert sich auf das Energiegeschäft in Nordeuropa.
- US-Midwest ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky, USA, tätig.
- Energy Trading vereint die europäischen Handelsaktivitäten für Strom, Gas, Kohle, Öl und CO<sub>2</sub>-Zertifikate.
- Alle sonstigen Segmente werden im Einklang mit IFRS 8 zusammengefasst und als Segment Neue Märkte bezeichnet. Dies beinhaltet die Aktivitäten der Market Units Climate & Renewables, Italy und Russia sowie Spain.

Zudem beinhaltet Corporate Center/Konsolidierung, neben der E.ON AG selbst, die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Nach IFRS sind veräußerte beziehungsweise zum Verkauf bestimmte Segmente oder wesentliche Unternehmensteile unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen. In den Geschäftsjahren 2009 und 2008 betrifft dies WKE. Die entsprechenden Ergebnis- und Cashflow-Größen zum 31. Dezember 2009 sind, ebenso wie die für die Vorperioden berichteten, um sämtliche Bestandteile der nicht fortgeführten Aktivitäten bereinigt (siehe Erläuterungen in Textziffer 4).

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen das wirtschaftliche Zinsergebnis, Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Goodwill-Impairments 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 des Adjusted EBIT auf den Konzernüberschuss nach IFRS:

Konzernüberschuss		
in Mio €	2009	2008
Adjusted EBIT	9.646	9.878
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-2.177	-1.835
Netto-Buchgewinne/-verluste	4.815	1.324
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-443	-524
Impairment US-Midwest, Endesa Europa/Viesgo	-	-3.327
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-48	-2.933
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>11.793</b>	<b>2.583</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-2.976	-834
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>8.817</b>	<b>1.749</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-172	-128
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>8.645</b>	<b>1.621</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>8.396</i>	<i>1.283</i>
<i>Minderheitsanteile</i>	<i>249</i>	<i>338</i>

Im Geschäftsjahr 2009 lagen die Netto-Buchgewinne um 3,5 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Dies ist maßgeblich auf die Abgabe von Kraftwerken im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission, den Verkauf der Thüga an ein kommunales Erwerberkonsortium und die Realisierung von Kursgewinnen aufgrund des Eintauschs von Gazprom-Anteilen für die Beteiligung am Gasfeld Yushno Russkoje zurückzuführen.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind 2009 im Vergleich zum Vorjahr um rund 80 Mio € gesunken. Die Aufwendungen entfielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen auf Strukturmaßnahmen bei deutschen Regionalversorgern und auf Kosten in Verbindung mit der fortgeführten Umsetzung der im Jahr 2008 beschlossenen Konzernorganisationsstruktur.

### Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Außenumsatz	33.456	32.691	15.360	21.272	8.247	8.884
Innenumsatz	7.963	8.444	5.280	6.150	1.850	2.167
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>41.419</b>	<b>41.135</b>	<b>20.640</b>	<b>27.422</b>	<b>10.097</b>	<b>11.051</b>
Adjusted EBITDA	6.479	6.266	2.275	3.113	1.080	1.396
Planmäßige Abschreibungen	-1.601	-1.498	-465	-494	-427	-474
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>1)</sup>	-61	-48	-56	12	-4	-
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>4.817</b>	<b>4.720</b>	<b>1.754</b>	<b>2.631</b>	<b>649</b>	<b>922</b>
<i>Darin Equity-Ergebnis<sup>1)</sup></i>	<i>292</i>	<i>300</i>	<i>713</i>	<i>644</i>	<i>1</i>	<i>4</i>
Operativer Cashflow	5.180	4.016	645	2.081	1.562	893
Investitionen	3.256	3.188	1.610	1.215	897	1.162
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	<i>3.039</i>	<i>2.965</i>	<i>1.117</i>	<i>943</i>	<i>864</i>	<i>1.120</i>
<i>Beteiligungen<sup>2)</sup></i>	<i>217</i>	<i>223</i>	<i>493</i>	<i>272</i>	<i>33</i>	<i>42</i>

1) Die Adjusted-EBIT-wirksamen 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. Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst. Die Abweichungen resultierten in 2008 im Wesentlichen aus Goodwill-Abschreibungen, die im neutralen Ergebnis ausgewiesen werden.

2) Die Investitionen in Beteiligungen enthalten neben at equity bewerteten Beteiligungen auch Erwerbe voll konsolidierter Unternehmen sowie Investitionen in nicht konsolidierungspflichtige Beteiligungen. Die Investitionen in Beteiligungen werden in dem Segment ausgewiesen, dem die erwerbende Einheit zugeordnet ist.

Das sonstige nicht operative Ergebnis war vor allem durch die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten geprägt, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2009 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von rund 1,1 Mrd € gegenüber etwa -2,2 Mrd € im Vorjahr. Ferner wirkten sich bisher im Eigenkapital erfolgsneutral erfasste Effekte positiv aus, die im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen zu realisieren waren. Dagegen wirkten sich vor allem das Bußgeld wegen angeblicher Marktabsprachen zwischen E.ON Ruhrgas und GdF Suez in Höhe von 553 Mio €, Wertberichtigungen auf Wertpapiere, Finanzanlagen und andere Vermögenswerte sowie Kosten im Zusammenhang mit einem Sturm in Kentucky zu Beginn des Jahres 2009 negativ aus. Im Jahr 2008 wurde das Ergebnis über die negativen Effekte aus der Derivatebewertung hinaus vor allem durch den Wertberichtigungsbedarf auf den Goodwill der Market Unit US-Midwest in Höhe von 1,5 Mrd € und auf den Goodwill beziehungsweise übrige Vermögenswerte der von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich in Höhe von 1,8 Mrd € belastet.

### Wirtschaftliches Zinsergebnis

in Mio €	2009	2008
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-2.249	-1.893
Neutraler Zinsaufwand (+)/-ertrag (-)	72	58
<b>Wirtschaftliches Zinsergebnis</b>	<b>-2.177</b>	<b>-1.835</b>

Eine weitere Anpassung im Rahmen der internen Erfolgsanalyse betrifft das Zinsergebnis, das nach wirtschaftlichen Kriterien dargestellt wird. Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt.

Das wirtschaftliche Zinsergebnis ging in erster Linie durch die im Jahresverlauf durchschnittlich höhere Netto-Verschuldung um 342 Mio € zurück.

Grundsätzlich werden konzerninterne Transaktionen zu Marktpreisen getätigt.

Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Corporate Center/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
2.491	2.683	1.843	1.880	14.457	13.767	5.889	5.543	74	33	81.817	86.753
857	1.194	-	-	26.794	17.993	1.860	319	-44.604	-36.267	-	-
<b>3.348</b>	<b>3.877</b>	<b>1.843</b>	<b>1.880</b>	<b>41.251</b>	<b>31.760</b>	<b>7.749</b>	<b>5.862</b>	<b>-44.530</b>	<b>-36.234</b>	<b>81.817</b>	<b>86.753</b>
851	1.112	552	549	961	649	1.544	510	-216	-210	13.526	13.385
-309	-339	-168	-154	-10	-2	-660	-409	-62	-86	-3.702	-3.456
-7	-3	-	-	-2	-2	-22	-11	-26	1	-178	-51
<b>535</b>	<b>770</b>	<b>384</b>	<b>395</b>	<b>949</b>	<b>645</b>	<b>862</b>	<b>90</b>	<b>-304</b>	<b>-295</b>	<b>9.646</b>	<b>9.878</b>
-7	5	-	21	-	-	10	-1	-7	-5	1.002	968
523	835	342	271	1.122	-1.452	1.010	140	-1.330	-46	9.054	6.738
1.104	939	545	650	53	8	1.881	3.305	-146	7.939	9.200	18.406
810	923	545	650	41	7	1.788	2.250	172	138	8.376	8.996
294	16	-	-	12	1	93	1.055	-318	7.801	824	9.410

### Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten		
in Mio €	2009	2008
Strom	48.563	47.001
Gas	28.328	35.433
Sonstige	4.926	4.319
<b>Summe</b>	<b>81.817</b>	<b>86.753</b>

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 Norwegen, Russland, Deutschland, den Niederlanden und Dänemark.

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

Segmentinformationen nach Regionen												
in Mio €	Deutschland		Übriges Euroland		Übriges Europa		USA		Sonstige		Summe	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	42.670	42.850	12.032	11.226	25.178	30.738	1.889	1.887	48	52	81.817	86.753
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	51.477	50.514	8.648	7.149	19.760	27.156	1.889	1.887	43	47	81.817	86.753
Sachanlagen	19.568	20.018	9.742	8.745	24.251	21.094	7.192	6.572	34	51	60.787	56.480

### (34) Organbezüge

#### Aufsichtsrat

Unter der Voraussetzung, dass die Hauptversammlung am 6. Mai 2010 die vorgeschlagene Dividende beschließt, betragen die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats 4,9 Mio € (2008: 4,5 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2009 bestanden 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 148 und 149 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 160 und 161.

#### Vorstand

Die Gesamtbezüge des Vorstands betragen 16,1 Mio € (2008: 18,9 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 9,9 Mio € (2008: 7,6 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 109,1 Mio € (2008: 110,4 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2009 bestanden 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 150 bis 155 dargestellt.


Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 167.



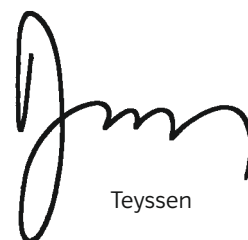
Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft 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 22. Februar 2010

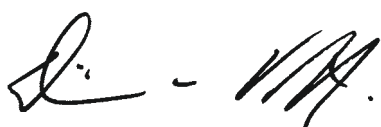
Der Vorstand



Bernotat



Teyssen



Dänzer-Vanotti



Feldmann



Schenck

## Erklärung zur Unternehmensführung (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 18. Juni 2009) entsprochen wird.

Vorstand und Aufsichtsrat erklären weiter, dass seit Abgabe der letzten Erklärung den Empfehlungen der ‚Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex‘ (Fassung vom 6. Juni 2008) entsprochen wurde.

Düsseldorf, den 14. Dezember 2009

Für den Aufsichtsrat der E.ON AG:  
gez. Ulrich Hartmann  
(Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON AG)

Für den Vorstand der E.ON AG:  
gez. Dr. Wulf H. Bernotat  
(Vorsitzender des Vorstands der E.ON AG)

Die Erklärung ist den Aktionären auf [www.eon.com](http://www.eon.com) dauerhaft öffentlich zugänglich.

## 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 Vorgaben des Corporate Governance Kodex – besonders im Zusammenhang mit den neuen Anforderungen vom 18. Juni 2009 – befasst. Dabei ist festgestellt worden, dass E.ON nicht nur sämtliche Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex einhält, sondern auch sämtliche Anregungen des Kodex 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,
- 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, so 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 2009 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 2009 nicht vor.

### Integrität

Integrität und rechtmäßiges Verhalten bestimmen unser Handeln. Der Vorstand hat dazu im Geschäftsjahr 2009 eine Neufassung des Verhaltenskodex beschlossen, 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 Officers 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 besteht aus fünf Mitgliedern und hat einen Vorsitzenden. Mitglieder des Vorstands dürfen nicht älter als 65 Jahre sein.

Der E.ON-Vorstand hat sich eine Geschäftsordnung gegeben. Er führt die Geschäfte der Gesellschaft in gemeinschaftlicher Verantwortung aller seiner Mitglieder. Er bestimmt die unternehmerischen Ziele, die grundsätzliche strategische Ausrichtung, die Unternehmenspolitik und die Konzernorganisation.

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.

Darüber hinaus haben wir ein zentrales Gremium eingerichtet, das zur Unterstützung des Vorstands für die korrekte und zeitnahe Veröffentlichung von finanzmarktrelevanten Informationen verantwortlich ist. Die Mitglieder des Gremiums stammen aus unterschiedlichen Fachbereichen der E.ON AG und sind aufgrund ihrer Tätigkeit für diese Aufgaben besonders geeignet.

### 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, die Arbeitnehmervertreter von den Arbeitnehmern gewählt. Der Aufsichtsrat überwacht die Geschäftsführung und begleitet den Vorstand beratend. Er hat sich und seinen Ausschüssen Geschäftsordnungen gegeben. In jedem Geschäftsjahr finden vier ordentliche Aufsichtsratssitzungen statt.

Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat hat bei Stimmengleichheit der Vorsitzende des Aufsichtsrats die ausschlaggebende Stimme, falls eine zweite Abstimmung erneut zu einer Stimmengleichheit führt. Die Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON AG sollen in der Regel nicht älter als 70 Jahre sein.

Um eine unabhängige Beratung und Überwachung des Vorstands sicherzustellen, gehören dem Aufsichtsrat nicht mehr als zwei ehemalige Mitglieder des Vorstands an. Die Aufsichtsratsmitglieder dürfen keine Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern des Unternehmens ausüben. Die Aufsichtsratsmitglieder sind 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.

Mehr dazu finden Sie im Bericht des Aufsichtsrats auf den Seiten 156 bis 159.

Nach der Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat bestehen folgende Ausschüsse des Aufsichtsrats:

Dem nach § 27 Absatz 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 Vertrags Elemente. 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 bzw. der Betriebswirtschaft verfügen. Der Vorsitzende verfügt als unabhängiger Experte – entsprechend den Vorgaben des Corporate Governance Kodex – über besondere Kenntnisse und Erfahrungen in der Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen beziehungsweise internationalen Kontrollverfahren. Der Prüfungs- und Risikoausschuss

befasst sich vornehmlich mit Fragen der Rechnungslegung, der Compliance und des Risikomanagements der Gesellschaft, der erforderlichen Unabhängigkeit des Abschlussprüfers, der Bestimmung der Prüfungsschwerpunkte und der Honorarvereinbarung mit dem Abschlussprüfer. Ferner bereitet er die Entscheidung des Aufsichtsrats über die Feststellung des Jahresabschlusses und die Billigung des Konzernabschlusses vor. Er prüft darüber hinaus die Quartalsabschlüsse und erörtert den Bericht über die prüferische Durchsicht der Quartalsabschlüsse mit dem Abschlussprüfer. Die Wirksamkeit der bei der E.ON AG und bei den Führungsgesellschaften unserer Market Units für die Finanzpublizität relevanten Kontrollmechanismen wird regelmäßig durch die interne Revision überprüft. 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 1 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 konkreten Tagungshäufigkeit der Ausschüsse finden Sie im Bericht des Aufsichtsrats auf Seite 158, ihre Zusammensetzung auf Seite 161.

## 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 (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 in der durch das Vorstandsvergütungsoffenlegungsgesetz (VorstOG) geänderten Fassung, 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 und entsprechend den Vorgaben des Deutschen Corporate Governance Kodex – der Verantwortung und dem Tätigkeitsumfang der Aufsichtsratsmitglieder sowie der wirtschaftlichen Lage und dem Erfolg der Gesellschaft Rechnung. Entsprechend dem Kodex erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats neben einer festen auch zwei variable erfolgsorientierte Vergütungskomponenten. Die kurzfristige variable Komponente ist dividendenabhängig, die langfristige variable Komponente richtet sich nach dem Dreijahresdurchschnitt des Konzernüberschusses.

Das Vergütungssystem für den Aufsichtsrat hat sich durch den im Jahr 2008 erfolgten Aktiensplit im Verhältnis 1 zu 3 nicht verändert, vielmehr wurde dieser durch entsprechende Anpassungen der Satzung neutral kompensiert.

**Fixe Vergütung:** Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten neben dem Ersatz ihrer Auslagen, zu denen auch die auf ihre Bezüge entfallende Umsatzsteuer gehört, für jedes Geschäftsjahr eine feste Vergütung in Höhe von 55.000,00 €.

**Kurzfristige variable Vergütung:** Daneben erhalten die Aufsichtsratsmitglieder für jedes Geschäftsjahr eine variable Vergütung in Höhe von 345,00 € für je 0,01 € Dividende, die über 3 ½ Cent je Stückaktie hinaus für das abgelaufene Geschäftsjahr an die Aktionäre ausgeschüttet wird.

**Langfristige variable Vergütung:** Darüber hinaus wird eine weitere variable Vergütung in Höhe von 210,00 € für jede 0,01 € gezahlt, um die der Dreijahresdurchschnitt des Ergebnisses je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG) aus dem Konzernüberschuss den Betrag von 76 ⅔ Cent übersteigt. Bei der Berechnung des Dreijahresdurchschnitts wird der im Jahr 2007 erzielte Konzernüberschuss je Aktie nur zu einem Drittel angesetzt.

Mitglieder des Aufsichtsrats, die nur während eines Teils des Geschäftsjahres dem Aufsichtsrat oder einem Ausschuss angehört haben, erhalten für jeden angefangenen Monat ihrer Tätigkeit eine zeitanteilige Vergütung. Die feste Vergütung ist zahlbar nach Ablauf des Geschäftsjahres. Die variablen Vergütungen sind zahlbar nach Ablauf der Hauptversammlung, die über die Entlastung der Mitglieder des Aufsichtsrats für das jeweils abgelaufene Geschäftsjahr entscheidet.

Der Vorsitzende des Aufsichtsrats erhält insgesamt das Dreifache, sein Stellvertreter und jeder Vorsitzende eines Aufsichtsratsausschusses jeweils insgesamt das Doppelte und jedes Mitglied eines Ausschusses insgesamt das Anderthalbfache der Vergütung.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten für ihre Teilnahme an den Sitzungen des Aufsichtsrats und der Aufsichtsratsausschüsse ein Sitzungsgeld von 1.000,00 € je Tag der Sitzung. Schließlich besteht zugunsten der Mitglieder des Aufsichtsrats eine Vermögensschadenhaftpflichtversicherung, welche die gesetzliche Haftpflicht aus der Aufsichtsrats Tätigkeit abdeckt. Diese sieht für den Versicherungsfall bisher einen Selbstbehalt von 50 Prozent der jährlichen fixen Vergütung des Aufsichtsratsmitglieds vor. Gemäß der Vorschrift des Deutschen Corporate Governance Kodex wird dieser Selbstbehalt mit Wirkung ab dem 16. Juni 2010 auf zehn Prozent des jeweiligen Schadens erhöht, insgesamt jedoch pro Jahr auf 150 Prozent der Jahresfixvergütung begrenzt.

Mit der jährlichen fixen Vergütung von 55.000,00 € soll der Unabhängigkeit des Aufsichtsrats Rechnung getragen werden, die zur Wahrnehmung seiner Überwachungsfunktion erforderlich ist. 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, soll daher eine Mindestvergütung gewährleistet sein. Das dividendenabhängige Vergütungselement trägt dagegen zu einem Gleichklang der Vergütungsinteressen des Aufsichtsrats mit den Renditeerwartungen der Aktionäre bei. Mit der Bindung eines weiteren Teils der variablen Vergütung an den Dreijahresdurchschnitt des Konzernüberschusses enthält die Aufsichtsratsvergütung schließlich einen auf den langfristigen Unternehmenserfolg bezogenen Bestandteil.

## Die Vergütung des Aufsichtsrats

Unter der Voraussetzung, dass die Hauptversammlung von E.ON am 6. Mai 2010 die vorgeschlagene Dividende beschließt, betragen die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats 4,9 Mio € (Vorjahr: 4,5 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2009 bestanden keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind auf den Seiten 160 und 161 angegeben.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats für 2009					
in €	Feste Vergütung	Kurzfristige variable Vergütung	Langfristige variable Vergütung	Aufsichtsrats-bezüge von Tochter-gesellschaften	Summe
Ulrich Hartmann	165.000	151.800	136.220	-	453.020
Hubertus Schmoldt	110.000	101.200	90.813	-	302.013
Werner Bartoschek	82.500	75.900	68.110	77.000	303.510
Sven Bergelin	55.000	50.600	45.407	69.980	220.987
Gabriele Gratz	82.500	75.900	68.110	102.000	328.510
Jens P. Heyerdahl d.y. (seit 1. Juni 2009)	32.083	29.517	26.487	-	88.087
Wolf-Rüdiger Hinrichsen	55.000	50.600	45.407	-	151.007
Ulrich Hocker	55.000	50.600	45.407	-	151.007
Prof. Dr. Ulrich Lehner	82.500	75.900	68.110	-	226.510
Bård Mikkelsen (bis 31. Mai 2009)	22.917	21.083	18.919	-	62.919
Erhard Ott	82.500	75.900	68.110	35.750	262.260
Hans Prüfer	82.500	75.900	68.110	-	226.510
Klaus Dieter Raschke	82.500	75.900	68.110	44.480	270.990
Dr. Walter Reitler	55.000	50.600	45.407	35.750	186.757
Dr. Henning Schulte-Noelle	82.500	75.900	68.110	-	226.510
Dr. Karen de Segundo	55.000	50.600	45.407	-	151.007
Dr. Theo Siegert	110.000	101.200	90.813	-	302.013
Prof. Dr. Wilhelm Simson	55.000	50.600	45.407	-	151.007
Dr. Georg Frhr. von Waldenfels	55.000	50.600	45.407	-	151.007
Werner Wenning	82.500	75.900	68.110	-	226.510
Hans Wollitzer	82.500	75.900	68.110	56.950	283.460
<b>Zwischensumme</b>	<b>1.567.500</b>	<b>1.442.100</b>	<b>1.294.091</b>	<b>421.910</b>	<b>4.725.601</b>
Sitzungsgeld und Auslagenersatz					221.107
<b>Summe</b>					<b>4.946.708</b>

## Das Vergütungssystem des Vorstands

Am 5. August 2009 trat das Gesetz zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) in Kraft, welches unter anderem das Aktiengesetz geändert hat. Seine Vorgaben wurden in den Deutschen Corporate Governance Kodex (Fassung vom 18. Juni 2009) übernommen und dort zum Teil präzisiert.

Der Aufsichtsrat und das Aufsichtsratspräsidium haben sich in ihren Sitzungen am 10. August und am 14. Dezember 2009 beziehungsweise am 10. August und am 4. Dezember 2009 eingehend mit dem VorstAG befasst und den daraus folgenden Handlungsbedarf für das nachfolgend dargestellte Vergütungssystem des Vorstands erörtert.

### 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: ca. 30 Prozent
- Jährliche Zieltantieme (bei 100 Prozent Zielerreichung): ca. 40 Prozent
- Langfristvergütung (Zuteilungswert): ca. 30 Prozent

Sämtliche Vergütungen für Tätigkeiten im Interessenbereich der Gesellschaft (gesellschaftsgebundene Mandate) werden auf die jährliche Tantieme angerechnet beziehungsweise an die Gesellschaft abgeführt.

### Jährliche Tantieme

Im Berichtsjahr galt die auch in den Vorjahren maßgebliche Tantiemeregulung für den E.ON Vorstand.

Die Höhe der jährlichen Tantieme bemisst sich danach, inwieweit bestimmte unternehmenserfolgsspezifische und persönliche Ziele erreicht wurden. Bei 100-prozentiger Zielerfüllung entspricht die Tantieme der vertraglich vereinbarten

Zieltantieme. Die Tantieme ist der Höhe nach auf maximal 200 Prozent der Zieltantieme begrenzt. Mindestens wird eine Tantieme in Höhe von 30 Prozent der Zieltantieme gezahlt.

Das Zielvereinbarungssystem berücksichtigt zu 70 Prozent unternehmenserfolgsspezifische Ziele und zu 30 Prozent die individuelle Leistung.

Die unternehmenserfolgsabhängige Zielerreichung wird zu gleichen Teilen aus der erzielten Kapitalrendite (ROCE) und dem operativen Erfolg im abgelaufenen Jahr (Adjusted EBIT) ermittelt.

Den Zielwert für den ROCE-bezogenen Teil der Tantieme bilden die gewichteten Kapitalkosten (Weighted Average Capital Costs) des Vorjahrs zuzüglich eines vom Aufsichtsrat festzulegenden Zuschlags zur Erhöhung des Anspannungsgrads. Der Zuschlag liegt derzeit bei 2 Prozentpunkten. Die Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn der tatsächlich erzielte ROCE diesem Zielwert entspricht. Fällt er um drei Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt die Zielerreichung insoweit 0 Prozent. Ist der ROCE mindestens drei Prozentpunkte höher, dann beträgt die Zielerreichung 200 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Der Zielwert für den EBIT-bezogenen Teil der Tantieme ergibt sich aus dem zuvor dargestellten Ziel-ROCE, multipliziert mit dem Capital Employed des Vorjahres. Die Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn das tatsächliche Adjusted EBIT diesem Zielwert entspricht. Die Zielerreichung beträgt 200 Prozent, wenn das tatsächlich erzielte Adjusted EBIT mindestens doppelt so hoch ist wie das Ziel-EBIT, und sie beträgt 0 Prozent bei einem Adjusted EBIT von 0. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Der individuelle Teil der Tantieme bemisst sich nach schriftlich vereinbarten Zielen beziehungsweise Aufgabenschwerpunkten.



### Änderung des Tantiemesystems ab 2010

§ 87 des Aktiengesetzes in der Fassung des VorstAG verlangt die Ausrichtung der Vergütungsstruktur auf eine nachhaltige Unternehmensentwicklung. Zur Umsetzung dieser Bestimmungen hat der Aufsichtsrat mit den Vorstandsmitgliedern vereinbart, dem Tantiemesystem für den Vorstand mit Wirkung ab dem Jahr 2010 eine mehrjährige Bemessungsgrundlage beizugeben. Die Änderung betrifft den unternehmererfolgsabhängigen Teil der Tantieme. Lediglich bei Herrn Dr. Bernotat wurde aufgrund seines Ausscheidens aus dem Vorstand zum Ablauf des 30. April 2010 von einer Vertragsänderung abgesehen.

Bei den übrigen Vorstandsmitgliedern wird sich künftig nur die Hälfte der unternehmererfolgsabhängigen Tantieme nach dem Unternehmenserfolg eines, nämlich des abgelaufenen, Jahres richten (einjährige Bemessungsgrundlage). Dieser Tantiemeteil wird wie bisher auf der Grundlage der unternehmererfolgsabhängigen Zielerreichung des abgelaufenen Jahres endgültig ermittelt und ausbezahlt. Die teilweise Beibehaltung einer Jahrestantieme ist sinnvoll, weil der Unternehmenserfolg weiterhin auch am Ergebnis eines Jahres gemessen wird und das Jahresergebnis auch die Grundlage für Ausschüttungen an die Aktionäre ist.

Die andere Hälfte der unternehmererfolgsabhängigen Tantieme richtet sich künftig nach dem Durchschnitt der unternehmererfolgsabhängigen Zielerreichung im abgelaufenen Jahr sowie der Zielerreichung 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).

Weiterhin wurde mit den Vorstandsmitgliedern (außer Herrn Dr. Bernotat, siehe oben) vereinbart, dass die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Tantiemeteils künftig nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgesetzt wird. Dabei berücksichtigt der Aufsichtsrat insbesondere die Kriterien von § 87 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Infolge der beschlossenen Änderungen sind ab dem Jahr 2010 über 60 Prozent der variablen Vergütung (bestehend aus der Tantieme und der langfristig 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.

### Langfristig variable Vergütung

Als langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des E.ON Share Performance Plans. Über die Zuteilung wird jedes Jahr erneut durch den Aufsichtsrat entschieden.

Zu Sicherstellung der Nachhaltigkeit der Vorstandsvergütung im Sinne des VorstAG beträgt die Laufzeit des Plans für alle ab dem Jahr 2010 erfolgenden Zuteilungen nicht mehr wie bisher drei, sondern vier Jahre.

Die Wertentwicklung der zugeteilten Performance-Rechte richtet sich einerseits nach der Entwicklung des E.ON-Aktienkurses und andererseits nach der relativen Performance der E.ON-Aktie im Verhältnis zum Dow Jones STOXX Utility Index (Return EUR). Ziel dabei ist, den Beitrag des Vorstands zur Steigerung des Unternehmenswerts zu honorieren und den langfristigen Unternehmenserfolg zu fördern. Durch diese Vergütungskomponente mit gleichzeitig langfristiger Anreizwirkung und Risikocharakter werden die Interessen des Managements mit denen der Anteilseigner sinnvoll verknüpft.

Für eine detaillierte Darstellung der aktienbasierten Vergütung wird auf Textziffer 11 im Anhang des Konzernabschlusses verwiesen.

### 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 bisher einen Selbstbehalt von 25 Prozent der jährlichen fixen Vergütung des Vorstandsmitglieds vor. Gemäß den Vorschriften des VorstAG wird dieser Selbstbehalt mit Wirkung ab dem 16. Juni 2010 auf zehn Prozent des jeweiligen Schadens erhöht, 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 sogenanntes 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.

Bei Herrn Dr. Bernotat war die Einfügung eines Abfindungs-Caps nicht erforderlich, da er zum Ablauf des April 2010 planmäßig in den Ruhestand eintritt, sodass keine Abfindung wegen vorzeitiger Vertragsbeendigung in Betracht kommt.

### Change-in-Control-Klauseln

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

Die Change-in-Control-Regelung nimmt einen Kontrollwechsel in folgenden drei Fallgestaltungen an: Ein Dritter erwirbt mindestens 30 Prozent der Stimmrechte und erreicht damit die Pflichtangebotsschwelle gemäß dem WpÜG; die Gesellschaft schließt als abhängiges Unternehmen einen Unternehmensvertrag ab; die Gesellschaft wird mit einem anderen Unternehmen verschmolzen. Der Anspruch auf die Abgeltungs- und Abfindungsleistungen entsteht, wenn der Dienstvertrag des Vorstandsmitglieds innerhalb von 12 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 von eventuellen 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 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 sehen die Vorstandsverträge, welche die Gesellschaft vor dem Geschäftsjahr 2006 abgeschlossen hat, 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.

Vorstandspensionen				
	Aktuelle Höhe der Ruhegeldanwartschaft zum 31. Dezember 2009		Höhe der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen im Jahr 2009	
	in % des Grundgehalts	absolut in €	in €	davon Zinsaufwand in €
Dr. Wulf H. Bernotat	70	868.000	569.708	569.708
Dr. Johannes Teyssen	70	700.000	700.668	366.123
Christoph Dänzer-Vanotti <sup>1)</sup>	50	375.000	943.331	153.945
Lutz Feldmann	60	450.000	346.307	188.280
Dr. Marcus Schenck <sup>1)</sup>	50	375.000	387.435	40.577

<sup>1)</sup> Pensionsanwartschaft ist noch verfallbar

## Die Vergütung des Vorstands

Im Jahr 2009 wurde die Vergütung für den Vorstand nicht angepasst.

Der Aufsichtsrat hat in seiner Sitzung am 9. März 2010 die Angemessenheit der Vergütung des Vorstands festgestellt. Dabei hat er gemäß den Vorgaben des VorstAG insbesondere die horizontale und vertikale Üblichkeit geprüft. Hierzu wurde

die Vergütung einerseits einem Marktvergleich mit Unternehmen ähnlicher Branche und Größe unterzogen. Andererseits wurde die Vergütung des Vorstands in Relation zu der Vergütung sämtlicher nachgeordneten Hierarchiestufen im E.ON Konzern betrachtet.

Die Gesamtbezüge des Vorstands betragen im Geschäftsjahr 2009 16,1 Mio € (2008: 18,9 Mio €). Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands für 2009						
in €	Grundvergütung	Tantieme	Sonstige Bezüge	Wert der gewährten Performance-Rechte (4. Tranche)	Summe	Anzahl gewährter Performance-Rechte (4. Tranche)
Dr. Wulf H. Bernotat	1.240.000	2.130.000	45.989	1.049.375	4.465.364	48.336
Dr. Johannes Teyssen	1.000.000	1.710.000	83.564	835.618	3.629.182	38.490
Christoph Dänzer-Vanotti	750.000	1.240.000	14.879	621.861	2.626.740	28.644
Lutz Feldmann	750.000	1.240.000	42.237	621.861	2.654.098	28.644
Dr. Marcus Schenck	750.000	1.300.000	37.735	621.861	2.709.596	28.644
<b>Summe</b>	<b>4.490.000</b>	<b>7.620.000</b>	<b>224.404</b>	<b>3.750.576</b>	<b>16.084.980</b>	<b>172.758</b>

Die sonstigen Bezüge der Vorstandsmitglieder umfassen im Wesentlichen geldwerte Vorteile aus der privaten Nutzung von Dienst-Pkw sowie die Übernahme von Umzugskosten.

Die im Geschäftsjahr zugeteilten Rechte aus dem E.ON Share Performance Plan der 4. Tranche (Performance-Rechte) wurden mit dem beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Zeitpunkt der Gewährung von 21,71 € pro Stück angegeben und in die Gesamtvergütung des Vorstands einbezogen. Für die Ermittlung dieses Werts wird ein anerkanntes finanzmathematisches Optionspreismodell (Monte-Carlo-Simulation, basierend auf einem zweidimensionalen Black-Scholes-Modell) verwendet.

Für die interne Kommunikation mit dem Vorstand und Aufsichtsrat wird statt des finanzmathematischen Wertes der sogenannte Zielwert verwendet. Der Zielwert der Zuteilung entspricht dem Auszahlungsbetrag, der sich ergibt, wenn am Ende der Laufzeit der Kurs der E.ON-Aktie gehalten wird und die Performance der E.ON-Aktie der des Vergleichsindex entspricht. Im Jahr 2009 betrug der Zielwert der Zuteilung für den Vorstandsvorsitzenden 1,35 Mio €, für den stellvertretenden Vorstandsvorsitzenden 1,075 Mio € und für die ordentlichen Vorstandsmitglieder 0,8 Mio €.

Als ergänzende Angabe ist gemäß § 314 Abs. 1 Nr. 6a Satz 9 HGB der Aufwand der Gesellschaft für sämtliche im aktuellen und in Vorjahren gewährte und im Geschäftsjahr bestehende Tranchen zeitanteilig auszuweisen. Für das Berichtsjahr ergibt

sich für die im Jahr 2009 bestehenden Aktienoptionen und Performance-Rechte gemäß IFRS 2 folgender bilanzieller Aufwand: Herr Dr. Bernotat 0,9 Mio €, Herr Dr. Teyssen 0,7 Mio €, Herr Dänzer-Vanotti, Herr Feldmann und Herr Dr. Schenck jeweils 0,6 Mio €.

Weitere detaillierte Informationen zur aktienbasierten Vergütung der E.ON AG sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.

Im Geschäftsjahr 2009 bestanden keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 167.

### **Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder**

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 9,9 Mio € (Vorjahr: 7,6 Mio €).

Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 109,1 Mio € (Vorjahr: 110,4 Mio €) zurückgestellt.

### Bericht des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2009 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. 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 vier ordentlichen und drei außerordentlichen Sitzungen des Aufsichtsrats haben wir uns gründlich mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen befasst. Zusätzlich haben wir in einer Strategiesitzung zusammen mit dem Vorstand ausführlich über mögliche Marktentwicklungen, Grundsatzthemen und die zukünftige strategische Positionierung des E.ON-Konzerns beraten. Der Vorstand hat uns regelmäßig und zeitnah sowohl schriftlich als auch mündlich umfassend informiert. Die schriftlichen und mündlichen Berichte diskutierten wir ausführlich in unseren Sitzungen. Den Beschlussvorschlägen des Vorstands hat der Aufsichtsrat nach Prüfung und Beratung zugestimmt.

Zudem stand der Aufsichtsratsvorsitzende mit dem Vorstand während des gesamten Berichtsjahrs in regelmäßigem Kontakt und hat sich über die aktuelle operative Entwicklung der Konzerngesellschaften, die wesentlichen Geschäftsvorfälle und die Entwicklung der Finanzkennzahlen informiert.

### Strategische Ausrichtung, Akquisitionsvorhaben und Portfoliooptimierung

Der Vorstand berichtete fortlaufend über die weitere Umsetzung des strategischen Maßnahmenpakets zur Weiterentwicklung des E.ON-Konzerns. In diesem Zusammenhang informierte er uns auch umfassend über das Effizienzsteigerungsprogramm PerformtoWin, das bereits vor Ausbruch der Finanz- und Wirtschaftskrise mit dem Ziel begonnen

wurde, bis 2011 dauerhaft 1,5 Mrd € an Verbesserungspotenzial zu realisieren. Zur sozial verträglichen Umsetzung des Projekts haben sich Unternehmen und Arbeitnehmervertreter auf einen Konzernsozialplan und Interessenausgleiche verständigt. Das Programm konzentrierte sich zunächst auf das Strom- und Gasgeschäft in Deutschland, England und Skandinavien. Seit Oktober 2009 wurden auch die Market Units Climate & Renewables, Energy Trading, Russia, Italy und Spain eingebunden. Die Ansätze zur Verbesserung reichen von einer effizienteren Beschaffung von Brennstoffen für die E.ON-Kraftwerke durch E.ON Energy Trading und E.ON Ruhrgas über die Optimierung der Wartungsabläufe bei Windkraftanlagen bis zur Neuorganisation des Vertriebs in Italien.

Ferner berichtete der Vorstand eingehend über verschiedene Maßnahmen zur Optimierung des Portfolios. Dazu gehörte insbesondere der im Oktober 2009 erfolgreich abgeschlossene Asset-Tausch zur Beteiligung von E.ON an dem sibirischen Erdgasfeld Yushno Russkoje mit dem russischen Unternehmen Gazprom. Der Vorstand informierte uns darüber hinaus detailliert über die ebenfalls im Oktober 2009 abgeschlossene Veräußerung der in der Market Unit Pan-European Gas gehaltenen Thüga-Gruppe an das kommunale Erwerberkonsortium Integra/Kom9. Zudem hielt uns der Vorstand über die im Juli 2009 vollzogene Rückabwicklung der 1998 vom E.ON U.S.-Tochterunternehmen Western Kentucky Energy mit dem kommunalen Stromversorger Big Rivers abgeschlossenen langfristigen Stromlieferverträge auf dem Laufenden.

## Energiepolitische Rahmenbedingungen und Verfahren

Der Vorstand informierte uns detailliert über die Entwicklung der energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Strom- und Gaswirtschaft. In diesem Zusammenhang haben wir uns intensiv mit den diesbezüglichen Gesetzgebungs- und Regulierungsverfahren sowie deren Auswirkungen auf unsere Märkte und den E.ON-Konzern befasst. Wesentliche Themen waren der aktuelle Verhandlungsstand zum dritten Regulierungspaket der EU-Kommission einschließlich der Vorschläge zur Netzentflechtung sowie die Auswirkungen der im Januar 2009 in Kraft getretenen Anreizregulierung und die damit einhergehenden Netzentgeltgenehmigungsverfahren der Bundesnetzagentur. Zudem wurden die juristischen Auseinandersetzungen im Zusammenhang mit dem Bau des Steinkohlenkraftwerks in Datteln und die Investitionsbedingungen für Kraftwerksneubauten in Deutschland insgesamt behandelt.

Darüber hinaus berichtete der Vorstand ausführlich über den Gasstreit zwischen Russland und der Ukraine Anfang 2009 und die daraus resultierende Liefereinschränkung von Erdgas aus Russland sowie über die energiepolitische Entwicklung in Schweden im Hinblick auf die Errichtung von Kernkraftwerken.

Die Verpflichtungszusage des E.ON-Konzerns gegenüber der EU-Kommission zur Abgabe von Stromkapazitäten sowie des Höchstspannungsnetzes bildete auch in diesem Berichtsjahr einen Schwerpunkt unserer Beratungen. Der Vorstand unterrichtete uns regelmäßig und ausführlich über die Prozesse zur Abgabe von rund 5.000 MW Stromkapazität in Deutschland und des Stromübertragungsnetzes. Bis zum Ende des Berichtsjahres konnte die Verpflichtungszusage insgesamt nahezu vollständig umgesetzt werden.

Zudem informierte uns der Vorstand regelmäßig ausführlich über laufende Kartellverfahren im Strom- und Gasbereich. Dabei wurde insbesondere über die Ermittlung der EU-Kommission gegen E.ON Ruhrgas wegen des Vorwurfs einer Kartellabsprache mit Gaz de France und das damit verbundene Bußgeldverfahren sowie über die Ermittlungen gegen E.ON Ruhrgas im Zusammenhang mit der Netznutzung und die mit der EU-Kommission getroffene Übereinkunft beraten.

## 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 informiert hat, ausführlich besprochen. Wir berieten außerdem eingehend die Mittelfristplanung des Konzerns für die Jahre 2010 bis 2012 einschließlich des Investitionsprogramms, dessen Finanzierung und die konzernweite Personalarbeit. In diesem Zusammenhang erläuterte der Vorstand die Analysen zur Leistungssteigerung im Konzern sowie strukturelle Maßnahmen. Der Vorstand unterrichtete uns darüber hinaus, in welchem Umfang derivative Finanzinstrumente eingesetzt wurden.

Ein zentrales Thema unserer Beratungen war weiterhin die weltweite Finanz- und Wirtschaftskrise, die auch der Energiebranche und damit dem E.ON-Konzern zugesetzt hat. Die Auswirkungen der Krise auf die wirtschaftliche Lage von E.ON und die verschiedenen notwendigen Maßnahmen zum Erhalt der kurzfristigen Handlungsfähigkeit des Konzerns einschließlich der Anpassung der Investitionspläne stellte der Vorstand eingehend dar und diskutierte diese mit uns.

## Corporate Governance

Der Aufsichtsrat hat die Weiterentwicklung der Corporate Governance bei E.ON regelmäßig behandelt. In diesem Zusammenhang haben wir eingehend das vom Bundestag verabschiedete Gesetz zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) und dessen Umsetzung bei der E.ON AG, den von der zuständigen Regierungskommission im Juni 2009 an einigen Stellen überarbeiteten Deutschen Corporate Governance Kodex und die Effizienz der Arbeit des Aufsichtsrats erörtert. Darüber hinaus haben wir uns intensiv mit dem Bericht des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung und dem Corporate-Governance-Bericht befasst. Entsprechend der neuen gesetzlichen Regelung sowie der neuen Empfehlung des Kodex haben wir über die Anpassung des Selbstbehalts in der Haftpflichtversicherung für den Vorstand und den Aufsichtsrat (D&O-Versicherung) sowie über die Änderung der Geschäftsordnungen für den Aufsichtsrat und das Präsidium beraten und beschlossen. Wir haben zudem überprüft, dass die Corporate-Governance-Grundsätze gemäß der am 15. Dezember 2008 abgegebenen Entsprechenserklärung im Geschäftsjahr 2009 von der E.ON AG eingehalten wurden. Die Entsprechenserklärung zum Corporate Governance Kodex gemäß § 161 Aktiengesetz ist als Teil der „Erklärung zur Unternehmensführung“ auf Seite 144 und im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht.

## Sitzungen der Ausschüsse

Das Präsidium des Aufsichtsrats hat insgesamt fünf Mal getagt. Insbesondere wurden in diesem Gremium die Sitzungen des Aufsichtsrats der E.ON AG vorbereitet. Unter anderem hat das Präsidium dem Aufsichtsrat die Bestellung von Herrn Dr. Teyssen als Nachfolger von Herrn Dr. Bernotat als Vorstandsvorsitzender ab Mai 2010 empfohlen. Darüber hinaus hat es die Befassung des Aufsichtsrats mit dem VorstAG ausführlich vorbereitet.

Der Finanz- und Investitionsausschuss behandelte in sechs Sitzungen die Berichte des Vorstands. Schwerpunkte der ausführlichen Berichterstattung und Gegenstand intensiver Beratungen waren der Asset-Tausch mit Gazprom zur Beteiligung von E.ON am russischen Gasfeld Yushno Russkoje, die Veräußerung der Thüga AG und die Abgabe von rund 5.000 MW Stromkapazität in Deutschland sowie des Höchstspannungsnetzes. Zudem wurden die Ermächtigung des Vorstands zur Erhöhung des Finanzierungsrahmens sowie die Mittelfristplanung für die Jahre 2010 bis 2012 behandelt. In den Sitzungen wurden die entsprechenden Beschlüsse des Aufsichtsrats zu zustimmungspflichtigen Geschäften vorbereitet beziehungsweise im Rahmen der Bestimmungen der Geschäftsordnung selbst gefasst.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss erörterte in fünf Sitzungen insbesondere den handelsrechtlichen Jahresabschluss, den Konzernabschluss und die Quartalsabschlüsse der E.ON AG nach International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie Fragen der Rechnungslegung, des Risikomanagements, der Risikolage und der Zusammenarbeit mit den Abschlussprüfern. Ferner befasste sich der Ausschuss ausführlich mit der Finanzlage, mit dem Bericht aus dem Risikokomitee, dem Status der Commodity-Risikopositionen für die Jahre 2009 bis 2011, dem Währungsmanagement, den Anforderungen aus dem Gesetz zur Modernisierung des Bilanzrechts (BilMoG), den Prüfungs- und Beratungsleistungen des Abschlussprüfers, der Versicherungspolitik, der Arbeit der internen Revision, dem Compliance-Bericht und dem E.ON-Compliance-System sowie anderen prüfungsrelevanten Themen. Der Vorstand berichtete zudem über schwebende Verfahren sowie rechtliche und regulatorische Risiken für das Geschäft der E.ON AG. Darüber hinaus waren im Rahmen der Abschlüsse unter anderem die IFRS-Bilanzierung in Osteuropa, das Assetmanagement, die Prüfung des Internen Kontrollsystems und das Risikokontrollsystem Prüfungsschwerpunkte.

Der Finanz- und Investitionsausschuss und der Prüfungs- und Risikoausschuss haben zudem in einer gemeinsamen Sitzung die Ergebnisse zur Sonderuntersuchung der Finanzkrise durch den Abschlussprüfer PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft behandelt und diskutiert.

Im Nominierungsausschuss haben wir in einer Sitzung den Wahlvorschlag an die Hauptversammlung für einen Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat ausführlich diskutiert und vorbereitet.



## **Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag**

Der Jahresabschluss der E.ON AG zum 31. Dezember 2009 sowie der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht wurden durch den von der Hauptversammlung gewählten und vom Aufsichtsrat beauftragten Abschlussprüfer, PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Das gilt auch für den Konzernabschluss, der nach den IFRS aufgestellt ist. 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 das System seine Aufgaben erfüllt. Die Abschlüsse, der zusammengefasste Lagebericht sowie die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers wurden nach Vorprüfung durch den Prüfungs- und Risikoausschuss allen Mitgliedern des Aufsichtsrats ausgehändigt. Sie wurden im Prüfungs- und Risikoausschuss und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats – jeweils in Gegenwart des Abschlussprüfers – ausführlich besprochen.

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 Kenntnis und unter Berücksichtigung des Berichts des Abschlussprüfers und der Ergebnisse der Vorprüfung durch den Prüfungs- und Risikoausschuss – in unserer Sitzung am 9. März 2010 geprüft. Es bestanden keine Einwände. Den Bericht des Abschlussprüfers haben wir 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 1,50 € 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. Daher schließen wir uns dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an.

## **Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat**

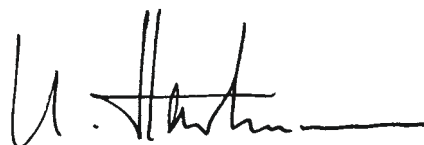
Herr Bård Mikkelsen schied zum Ablauf des 31. Mai 2009 aus dem Aufsichtsrat aus. Er hat E.ON in diesem Gremium mit klugem Rat und unternehmerischer Weitsicht begleitet. Wir danken ihm auch an dieser Stelle für sein großes Engagement. In der Hauptversammlung der E.ON AG am 6. Mai 2009 wurde Herr Jens P. Heyerdahl mit Wirkung zum 1. Juni 2009 zum Mitglied des Aufsichtsrats für den Rest der Amtsdauer des ausscheidenden Mitglieds gewählt.

## **Personelle Veränderungen im Vorstand**

In der Sitzung des Aufsichtsrats am 5. Mai 2009 im Vorfeld der Hauptversammlung hat Herr Dr. Wulf H. Bernotat erklärt, dass er für eine weitere Verlängerung seines Vertrags über April 2010 hinaus nicht mehr zur Verfügung steht. Wir danken Herrn Dr. Bernotat schon an dieser Stelle für seine herausragenden Verdienste um den Konzern. Er hat die Fokussierung von E.ON zu einem reinen Energieunternehmen maßgeblich vorangetrieben und sich mit großem persönlichem Engagement für die erfolgreiche strategische Weiterentwicklung und internationale Ausrichtung des Konzerns eingesetzt. In der Sitzung am 10. August 2009 haben wir als Nachfolger von Herrn Dr. Bernotat mit Wirkung zum 1. Mai 2010 Herrn Dr. Johannes Teyssen zum Vorstandsvorsitzenden ernannt.

Der Aufsichtsrat dankt den Vorständen, Betriebsräten sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des E.ON-Konzerns für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit.

Düsseldorf, den 9. März 2010  
Der Aufsichtsrat



Ulrich Hartmann  
Vorsitzender

## Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von E.ON-Aufsichtsratsmitgliedern)

Ehrenvorsitzender des  
Aufsichtsrats

**Prof. Dr. Günter Vogelsang**  
Düsseldorf

Aufsichtsrat

**Ulrich Hartmann**

Vorsitzender des Aufsichtsrats der  
E.ON AG

- Deutsche Lufthansa AG
- Münchener Rückversicherungs-  
Gesellschaft AG (bis 22. April 2009)
- Henkel AG & Co. KGaA  
(Gesellschafterausschuss)

**Hubertus Schmoldt**

stellv. Vorsitzender des Aufsichtsrats  
der E.ON AG

- Bayer AG
- Deutsche BP AG
- DOW Olefinverbund GmbH
- RAG Aktiengesellschaft

**Werner Bartoschek**

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats  
der E.ON Ruhrgas AG

- E.ON Ruhrgas AG

**Sven Bergelin**

Bundesfachgruppenleiter Energiewirt-  
schaft ver.di

- E.ON Avacon AG
- E.ON Energie AG
- E.ON Kernkraft GmbH

**Gabriele Gratz**

Vorsitzende des Europabetriebsrats der  
E.ON AG

- E.ON Ruhrgas AG

**Jens P. Heyerdahl d.y.**

(seit 1. Juni 2009)

Unternehmer

- Berner Gruppen AS
- Hamang Papierfabrik AS

**Wolf-Rüdiger Hinrichsen**

Vorsitzender des Betriebsrats der  
E.ON AG

**Ulrich Hocker**

Hauptgeschäftsführer der Deutsche  
Schutzvereinigung für Wertpapier-  
besitz e.V.

- Arcandor AG  
(bis 30. September 2009)
- Deutsche Telekom AG
- Feri Finance AG
- ThyssenKrupp Stainless AG  
(bis 30. September 2009)
- Gartmore SICAV
- Phoenix Mecano AG  
(Präsident des Verwaltungsrats)

**Prof. Dr. Ulrich Lehner**

Mitglied des Gesellschafterausschusses  
der Henkel AG & Co. KGaA

- Deutsche Telekom AG (Vorsitz)
- Henkel Management AG
- HSBC Trinkaus & Burkhardt AG
- Porsche Automobil Holding SE
- Dr. Ing. h.c. F. Porsche AG
- ThyssenKrupp AG
- Dr. Oetker KG (Beirat)
- Henkel AG & Co. KGaA  
(Gesellschafterausschuss)
- Novartis AG (Verwaltungsrat)

**Bård Mikkelsen**

(bis 31. Mai 2009)

President und Chief Executive Officer  
der Statkraft AS

- Bonheur ASA  
(Gesellschafterausschuss)
- Ganger Rolf ASA  
(Gesellschafterausschuss)
- Store Norske Spitsbergen  
Kulkompani AS (Vorsitz)
- CERMAQ ASA (Vorsitz)

**Erhard Ott**

Mitglied des Bundesvorstands, Bundes-  
fachbereichsleiter Ver- und Entsorgung  
sowie Verkehr, ver.di

- E.ON Energie AG
- Bremer Lagerhaus-Gesellschaft AG

**Hans Prüfer**

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats  
der E.ON AG

**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  
E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG

Alle Angaben beziehen sich auf den 31. Dezember 2009 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

### Dr. Henning Schulte-Noelle

Vorsitzender des Aufsichtsrats der Allianz SE

- Allianz SE (Vorsitz)
- ThyssenKrupp AG

### Dr. Karen de Segundo

Juristin

- British America Tobacco plc
- Ensus Ltd.
- Koninklijke Ahold N.V.
- Lonmin plc
- Pöyry Oyj

### Dr. Theo Siegert

Geschäftsführender Gesellschafter de Haen-Carstanjen & Söhne

- Deutsche Bank AG
- ERGO AG
- Henkel AG & Co. KGaA
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd.
- E. Merck OHG

### Prof. Dr. Wilhelm Simson

Vorsitzender des Aufsichtsrats der Merck KGaA (bis 30. Juni 2009)

- Frankfurter Allgemeine Zeitung GmbH
- Hochtief AG
- Merck KGaA (Vorsitz) (bis 30. Juni 2009)
- E. Merck OHG
- Freudenberg & Co. KG
- Jungbunzlauer Holding AG (Verwaltungsrat)

### Dr. Georg Frhr. von Waldenfels

Rechtsanwalt

- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- Rothenbaum Sport GmbH (Vorsitz)

### Werner Wenning

Vorsitzender des Vorstands der Bayer AG

- Bayer Schering Pharma AG (Vorsitz) (bis 26. August 2009)
- Deutsche Bank AG
- HDI V.a.G.
- Talanx AG
- Henkel AG & Co. KGaA (Gesellschafterausschuss)

### Hans Wollitzer

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG
- E.ON Bayern AG

### Ausschüsse des Aufsichtsrats

#### Vermittlungsausschuss

Ulrich Hartmann, Vorsitzender  
Hans Prüfer  
Hubertus Schmoldt  
Dr. Henning Schulte-Noelle

#### Präsidialausschuss

Ulrich Hartmann, Vorsitzender  
Hans Prüfer  
Hubertus Schmoldt  
Dr. Henning Schulte-Noelle

#### Prüfungs- und Risikoausschuss

Dr. Theo Siegert, Vorsitzender  
Werner Bartoschek  
Ulrich Hartmann  
Klaus Dieter Raschke

#### Finanz- und Investitionsausschuss

Ulrich Hartmann, Vorsitzender  
Gabriele Gratz  
Prof. Dr. Ulrich Lehner  
Erhard Ott  
Werner Wenning  
Hans Wollitzer

#### Nominierungsausschuss

Ulrich Hartmann, 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 Vorstandes 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 nach vollständiger oder teilweiser Durchführung der Erhöhung des Grundkapitals entsprechend der jeweiligen Ausnutzung des genehmigten Kapitals und, falls das genehmigte Kapital bis zum 27. April 2010 nicht oder nicht vollständig ausgenutzt worden ist, nach Ablauf der Ermächtigungsfrist anzupassen. Der Aufsichtsrat ist ferner ermächtigt, die Fassung des § 3 der Satzung entsprechend der jeweiligen Ausnutzung des bedingten Kapitals anzupassen.

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

Der Vorstand ist gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 6. Mai 2009 bis zum 5. November 2010 ermächtigt, eigene Aktien bis zu insgesamt zehn Prozent des Grundkapitals 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 Hauptversammlungsermächtigungen 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. 2 der Satzung (Beschluss der Hauptversammlung vom 27. April 2005) ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 27. April 2010 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 540.000.000 € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. Aktiengesetz). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden.

Darüber hinaus ist der Vorstand gemäß § 3 Abs. 5 der Satzung ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats ab dem 28. April 2010 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).

Daneben 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 hierauf unter anderem Aktien angerechnet werden, die unter Ausnutzung des Genehmigten Kapitals gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 27. April 2005 ausgegeben wurden. Bei Aktienausgabe gegen Sacheinlage ist der Vorstand ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre auszuschließen, allerdings nur insoweit, als dass die unter der Ermächtigung nach § 3 Abs. 5 der Satzung und unter dem Genehmigten Kapital gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 27. April 2005 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.

Schließlich hat die Hauptversammlung vom 6. Mai 2009 dem Vorstand zwei Ermächtigungen 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 2014 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 beiden Ermächtigungen nur einmal ausgenutzt werden kann. Entsprechend den beiden Ermächtigungen 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 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 Vorstandposition aufgrund eines Kontrollwechsels einen dienstvertraglichen Anspruch auf Zahlung von Abgeltungs- und Abfindungsleistungen (vergleiche die ausführliche Darstellung im Vergütungsbericht).

### Angaben nach § 289 Abs. 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 Market Units.

Der Jahresabschluss der E.ON AG ist nach den Vorschriften des HGB 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 den einzelnen Führungsgesellschaften unserer Market Units 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 konzern einheitlichen 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 Abschlusssterminkalender.

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 Market Units 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 der Market Unit 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 IS 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 2009 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 2010

E.ON AG  
Der Vorstand

Dr. Bernotat

Dr. Teysen

Dänzer-Vanotti

Feldmann

Dr. Schenck



## Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von Vorstandsmitgliedern)

### Dr. Wulf H. Bernotat

geb. 1948 in Göttingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2003  
Führungskräfte Konzern,  
Investor Relations, Revision,  
Unternehmenskommunikation,  
Wirtschaftspolitik  
Vorsitzender des Vorstands,  
Düsseldorf

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- Allianz SE
- Bertelsmann AG
- Metro AG
- E.ON Nordic AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON US Investments Corp.<sup>2)</sup> (Vorsitz)

### Dr. Johannes Teysen

geb. 1959 in Hildesheim,  
Mitglied des Vorstands seit 2004  
Controlling & Unternehmensplanung,  
Konzernbeschaffung, PerformtoWin,  
Upstream/Erzeugung, Handel & Portfoliooptimierung, Marketing & Vertrieb,  
Regulierung & Infrastruktur  
stellv. Vorsitzender des Vorstands,  
Düsseldorf

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup>
- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- Deutsche Bank AG
- Salzgitter AG
- E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup>
- E.ON Nordic AB<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>

### Christoph Dänzer-Vanotti

geb. 1955 in Freiburg,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
Group Human Resources, Corporate  
Sustainability, Real Estate/Mining,  
Corporate Incident & Crisis Management, Facility Management, Düsseldorf

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup>
- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>  
(seit 12. Mai 2009)
- Deutsche Bahn AG  
(seit 1. Februar 2009)
- E.ON Nordic AB<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>

### Lutz Feldmann

geb. 1957 in Bonn,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
Mergers & Acquisitions, Recht, Unternehmensentwicklung, Neue Märkte,  
Düsseldorf

- E.ON Iberia Energía SL<sup>2)</sup>
- E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup>
- OAO OGK-4<sup>2)</sup> (Vorsitz bis 17. Juni 2009)
- Thyssen'sche Handelsgesellschaft mbH<sup>2)</sup> (seit 1. Dezember 2009)

### Dr. Marcus Schenck

geb. 1965 in Memmingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
Finanzen, Rechnungswesen, Steuern, IT,  
Düsseldorf

- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON IS GmbH<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- Commerzbank AG
- HSBC Trinkaus & Burkhardt AG  
(Mitglied des Verwaltungsrats)

Alle Angaben beziehen sich auf den 31. Dezember 2009 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

Mehrjahresübersicht <sup>1)</sup>					
in Mio €	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Umsatz und Ergebnis</b>					
Umsatz	51.616	64.091	68.731	86.753	81.817
Adjusted EBITDA	10.194	11.724	12.450	13.385	13.526
Adjusted EBIT	7.293	8.356	9.208	9.878	9.646
Konzernüberschuss	7.407	6.082	7.724	1.621	8.645
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	-	5.586	7.204	1.283	8.396
<b>Wertentwicklung</b>					
ROCE (in %)	12,2	13,8	14,5	12,9	11,7
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	9,0	9,0	9,1	9,1	9,1
Value Added	1.920	2.916	3.417	2.902	2.144
<b>Vermögensstruktur</b>					
Langfristige Vermögenswerte	93.914	96.488	105.804	108.717	113.068
Kurzfristige Vermögenswerte	32.648	31.087	31.490	48.107	39.568
Gesamtvermögen	126.562	127.575	137.294	156.824	152.636
<b>Kapitalstruktur</b>					
Eigenkapital	44.484	51.245	55.130	38.444	43.955
<i>Gezeichnetes Kapital</i>	1.799	1.799	1.734	2.001	2.001
<i>Minderheitsanteile</i>	4.734	2.533	5.756	3.960	3.607
Langfristige Schulden	52.251	46.947	52.402	66.425	70.828
<i>Rückstellungen</i>	27.402	22.100	20.963	22.757	21.692
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	10.555	10.029	15.915	25.036	30.657
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	14.294	14.818	15.524	18.632	18.479
Kurzfristige Schulden	25.093	29.383	29.762	51.955	37.853
<i>Rückstellungen</i>	6.460	3.994	3.992	4.260	4.715
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	3.807	3.443	5.549	16.022	7.120
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	14.826	21.946	20.221	31.673	26.018
Gesamtkapital	126.562	127.575	137.294	156.824	152.636
<b>Cashflow/Investitionen</b>					
Operativer Cashflow <sup>2)</sup>	6.544	7.161	8.726	6.738	9.054
Ausgabewirksame Investitionen	3.941	5.037	11.306	18.406	9.200
<b>Kennziffern</b>					
Eigenkapitalquote <sup>3)</sup> (in %)	35	40	40	25	29
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (in %) (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	108	102	102	96	102
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	-	-18.180	-23.432	-44.946	-44.665
Debt Factor <sup>4)</sup>	-	1,6	1,9	3,4	3,3
Operativer Cashflow in % des Umsatzes	12,7	11,2	12,7	7,8	11,1
<b>Aktie<sup>5)</sup></b>					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	3,75	2,82	3,69	0,69	4,41
Eigenkapital <sup>6)</sup> je Aktie (in €)	22,50	24,62	26,06	18,11	21,21
Höchstkurs (in €)	29,64	34,80	48,69	50,93	30,47
Tiefstkurs (in €)	21,50	27,37	32,02	23,50	18,19
Jahresendkurs (in €)	29,13	34,28	48,53	28,44	29,23
Dividende je Aktie (in €)	0,92	1,12	1,37	1,50	1,50
Dividendensumme	4.614 <sup>7)</sup>	2.210	2.560	2.857	2.858
Marktkapitalisierung <sup>8)</sup> (in Mrd €)	57,6	67,6	92,0	54,2	55,7
<b>Langfristiges Rating der E.ON AG</b>					
Moody's	Aa3	Aa3	A2	A2	A2
Standard & Poor's	AA-	AA-	A	A	A
<b>Mitarbeiter</b>					
Mitarbeiter (31. Dezember)	79.570	80.612	87.815	93.538	88.227

1) um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasste Werte/2005 Konzernabschluss gemäß US-GAAP · 2) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten · 3) bis zum Jahr 2005 ohne Minderheitsanteile · 4) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und Adjusted EBITDA · 5) alle Angaben nach Aktiensplit bzw. bereinigt um Aktiensplit · 6) Anteil der Gesellschafter der E.ON AG · 7) einschließlich Sonderdividende von 4,25 € je Aktie · 8) auf Basis ausstehender Aktien

## Finanzglossar

### Adjusted EBIT

Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Das Adjusted 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).

### Adjusted EBITDA

Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – entspricht dem Adjusted EBIT vor Abschreibungen beziehungsweise Amortisation.

### 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.

### Aktiensplit

Bei einem Aktiensplit werden die Aktien eines Unternehmens in einem vorgegebenen Verhältnis geteilt. Der Anteil eines einzelnen Aktionärs an dem Unternehmen bleibt unverändert, verteilt sich jedoch auf eine entsprechend höhere Anzahl an Aktien. Ein Aktiensplit dient vor allem der optischen Verbilligung der einzelnen Aktie.

### 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.

### Bereinigter 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.

### 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 abgezinster 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 Adjusted 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 Geschäftseinheit, die zum Verkauf bestimmt ist oder bereits veräußert wurde. Sie unterliegen besonderen Ausweisregeln.

**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 Vereinbarung, die sich auf einen Basiswert (zum Beispiel Referenzzinssätze, Wertpapierpreise, Rohstoffpreise etc.) und einen Nominalbetrag (zum Beispiel Fremdwährungsbetrag, bestimmte Anzahl von Aktien etc.) bezieht.

**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.

**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.

**Netto-Finanzposition**

Saldo aus liquiden Mitteln, langfristigen Wertpapieren und aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten sowie 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 Adjusted EBIT).

### Ökonomische Investitionen

Ausgabewirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung zuzüglich übernommener Schulden und Tausch von Vermögenswerten.

### 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 Risikos 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 dem Bilanzstichtag, aber Ertrag nach Bilanzstichtag) Rechnungsabgrenzungsposten entstehen.

### ROCE

Return on Capital Employed – zentrales Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle unserer Geschäftsfelder. Der ROCE wird als Quotient aus dem Adjusted 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 1 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 79-453  
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:** Jung Produktion, Düsseldorf  
**Satz und Lithografie:** Addon Technical Solutions, Düsseldorf  
**Druck:** Druckpartner, Essen  
**Fotos:** Markus Altmann (Seiten U1, U4)

**Print  kompensiert**  
Ident-Nr. 103755

 **Mix**  
Produktgruppe aus vorbildlich bewirtschafteten  
Wäldern und anderen kontrollierten Herkünften  
www.fsc.org Cert.-Nr. IMO-COC-027827  
© 1996 Forest Stewardship Council

Das für diesen Finanzbericht verwendete Papier wurde aus Zellstoffen hergestellt, die aus verantwortungsvoll bewirtschafteten und gemäß den Bestimmungen des Forest Stewardship Council zertifizierten Forstbetrieben stammen.

## Finanzkalender

6. Mai 2010	Hauptversammlung 2010
7. Mai 2010	Dividendenzahlung
11. Mai 2010	Zwischenbericht Januar - März 2010
11. August 2010	Zwischenbericht Januar - Juni 2010
10. November 2010	Zwischenbericht Januar - September 2010
9. März 2011	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2010
5. Mai 2011	Hauptversammlung 2011
6. Mai 2011	Dividendenzahlung
11. Mai 2011	Zwischenbericht Januar - März 2011
10. August 2011	Zwischenbericht Januar - Juni 2011
9. November 2011	Zwischenbericht Januar - September 2011

