

Handelsrechtlicher Jahresabschluss  
und zusammengefasster Lagebericht der E.ON AG  
für das Geschäftsjahr 2010

---

Der Jahresabschluss und der Lagebericht der E.ON AG für das Geschäftsjahr 2010 werden im elektronischen Bundesanzeiger bekannt gemacht. Der Lagebericht der E.ON AG ist mit dem Lagebericht des Konzerns zusammengefasst.

## Zusammengefasster Lagebericht<sup>1)</sup>

- 2 Geschäft und Rahmenbedingungen
- 18 Ertragslage
- 30 Finanzlage
- 34 Vermögenslage
- 35 Jahresabschluss der E.ON AG
- 36 Corporate Responsibility
- 37 Mitarbeiter
- 39 Forschung und Entwicklung
- 40 Risikobericht
- 48 Prognosebericht
- 56 Erklärung zur Unternehmensführung
- 62 Vergütungsbericht
- 70 Angaben zu Übernahmehindernissen
- 72 Internes Kontrollsystem zum Rechnungslegungsprozess

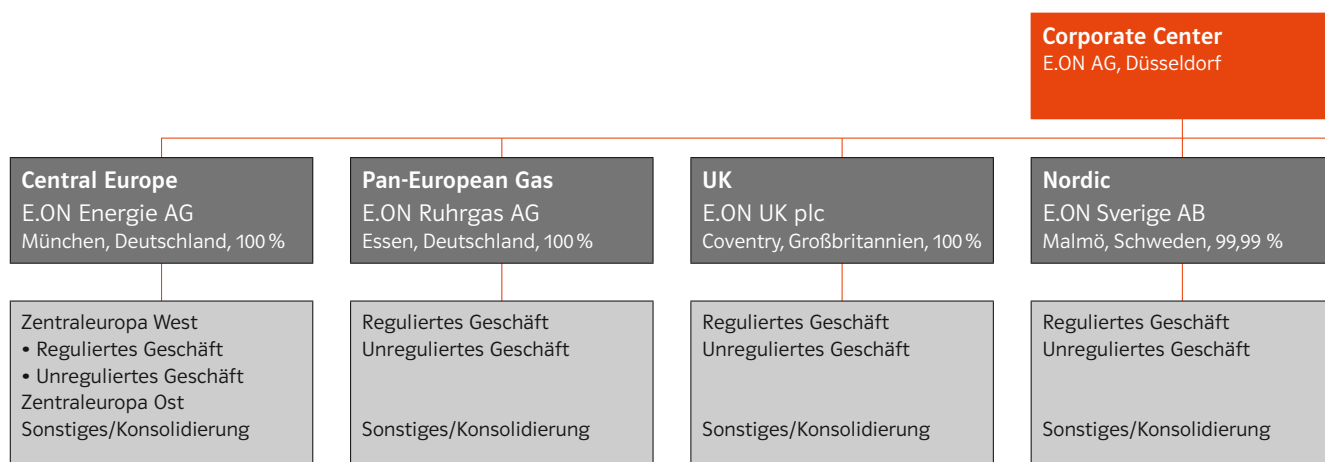
## Jahresabschluss der E.ON AG

- 76 Bilanz
- 77 Gewinn- und Verlustrechnung
- 78 Anhang
- 98 Versicherung der gesetzlichen Vertreter
- 99 Anteilsbesitzliste
- 108 Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

1) Alle Verweise im zusammengefassten Lagebericht beziehen sich auf den E.ON-Geschäftsbericht 2010.

- Adjusted EBIT gegenüber Vorjahr um 2 Prozent gestiegen
- Operativer Cashflow 24 Prozent über Vorjahresniveau
- Dividende in Höhe von 1,50 € vorgesehen
- Für das Jahr 2011 Adjusted EBITDA zwischen 11,2 und 11,9 Mrd € erwartet

**E.ON-Konzern: Market Units, Führungsgesellschaften, Geschäftsfelder bis Ende 2010**



**Geschäft und Rahmenbedingungen**

**Beschreibung der Konzernstruktur und Geschäftstätigkeit für das Jahr 2010**

E.ON ist ein bedeutendes privates Energieunternehmen. Unser Geschäft war bis zum Jahresende 2010 geografisch oder funktional in Market Units gegliedert. Im Rahmen unserer neuen strategischen Ausrichtung haben wir unser Geschäft ab Anfang 2011 in globalen oder regionalen Aktivitäten gebündelt (siehe Prognosebericht).

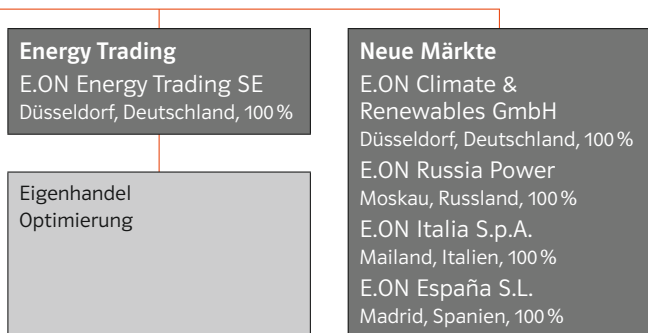
Aufgrund der Größenordnung der Kennzahlen haben wir unsere Market Units Climate & Renewables, Russia, Italy und Spain zum Segment Neue Märkte zusammengefasst.

Nach dem erfolgreichen Abschluss der Verkaufsverhandlungen haben wir unsere Market Unit US-Midwest nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 seit dem zweiten Quartal 2010 bis zum Abgang als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen. Für das Jahr 2010 und rückwirkend für das Jahr 2009 wurden deshalb die Zahlen – auch die energiewirtschaftlichen Angaben – entsprechend um die Beiträge von US-Midwest bereinigt und die Market Unit somit nicht mehr kommentiert. Die Transaktion wurde am 1. November 2010 abgeschlossen.

**Central Europe**

Central Europe ist in zahlreichen zentraleuropäischen Ländern aktiv – unter anderem in Deutschland, den Beneluxstaaten, Frankreich, Ungarn, der Slowakei, Tschechien, Bulgarien und Rumänien. Die Geschäftsfelder Zentraleuropa West Reguliert und Unreguliert umfassen den Betrieb konventioneller und nuklearer Kraftwerke sowie die Stromerzeugung aus regenerativen Energien und Entsorgung, den Stromtransport über Hochspannungsnetze, die regionale Verteilung von Strom, Gas und Wärme sowie den Strom-, Gas- und Wärmevertrieb. Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost sind im Wesentlichen die Beteiligungen an den dortigen regionalen Strom- und Gasversorgern zusammengefasst.

Im Geschäftsjahr 2010 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. Das regulierte Geschäft beinhaltet zum einen Energiebeteiligungen im europäischen Ausland (E.ON Ruhrgas International) und zum anderen das regulierte Transportgeschäft. Im Berichtssegment Unreguliert werden das Gashandelsgeschäft, das E&P-Geschäft und das Gasspeichergeschäft zusammengefasst. Das Segment Sonstiges/Konsolidierung umfasst seit dem Verkauf der Thüga-Aktivitäten nur noch Konsolidierungseffekte. Mit Wirkung zum 1. Dezember 2009 wurde die Thüga-Gruppe, die Minderheitsbeteiligungen an kommunalen Gas- und Stromversorgern in Deutschland bündelte, an ein kommunales Erwerberkonsortium verkauft.

Das Gasleitungsnetz von Open Grid Europe GmbH und ihrer deutschen Projektgesellschaften umfasste zum Jahresende rund 12.000 km. Darüber hinaus sind 66 km Kokereigasleitungen 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 7 Mrd m<sup>3</sup> (inkl. 650 Mio m<sup>3</sup> vermarktet durch E.ON Hanse/E.ON Avacon/Storengy) mit einer maximalen Ausspeicherleistung von rund 7,3 Mio m<sup>3</sup>/h. Europaweit liegt die Arbeitsgaskapazität einschließlich der Tochtergesellschaften

E.ON Földgáz Storage in Ungarn und E.ON Gas Storage UK in Großbritannien bei über 11 Mrd m<sup>3</sup> mit einer maximalen Ausspeicherleistung von rund 9,6 Mio m<sup>3</sup>/h. Weitere Kapazitäten befinden sich im Aufbau.

### 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. Im Jahr 2010 belieferte E.ON UK etwa 8,0 Millionen Kunden. Davon waren 7,4 Millionen Haushaltskunden und 0,6 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 2010 belieferte E.ON Nordic etwa eine Million Strom-, Gas- und Wärmekunden.

## Energy Trading

Energy Trading vereint unsere Risikomanagement-Aktivitäten beim Handel, insbesondere von Strom, Gas, Kohle, Öl und 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.

## 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 2010 lieferte E.ON Italia Strom und Gas an rund 854.000 Privat- und Geschäftskunden.

E.ON España ist für unser integriertes Energiegeschäft in Spanien verantwortlich. Ende 2010 wurden rund 600.000 Kunden mit Strom versorgt.

## 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 Risiko- steuerung und die laufende Optimierung des Portfolios.

Das Segment 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.

## Absatzmärkte und jeweilige Wettbewerbspositionen

### Central Europe

- Nr. 3 in der Stromerzeugung
- Nr. 2 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 Russland, Norwegen, Deutschland, den Niederlanden, Dänemark und Großbritannien

### UK

- Nr. 4 in der Stromerzeugung
- Nr. 2 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

### 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 und Spain  
In Italien und Spanien halten wir gute Marktpositionen.

## Strategie

E.ON ist mit seinem Geschäftsportfolio und seiner Expertise eines der führenden Energieunternehmen in Europa. Durch die Wachstumsschritte der vergangenen Jahre ist es uns gelungen, unsere Präsenz in Europa zu stärken, 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 und außereuropäischen Marktumfeld erfolgreich zu begegnen.

Im Rahmen unseres Capital Market Day im November 2010 haben wir unsere neue strategische Ausrichtung und unsere neue Konzernstruktur – mit globalen oder regionalen Aktivitäten – ab Anfang 2011 bekannt gegeben. Erläuterungen hierzu befinden sich im Prognosebericht.

## Energiepolitisches Umfeld

### International

Vom 29. November bis zum 10. Dezember 2010 fand im mexikanischen Cancún die 16. Klimakonferenz der Vereinten Nationen statt. Dort wurden die Verhandlungen über einen völkerrechtlichen Vertrag in Nachfolge des Kyoto-Protokolls fortgesetzt. Festlegungen für individuelle CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele wurden nicht getroffen. Die Diskussion über mögliche individuelle Reduktionsziele für 2050 soll erst auf der nächsten Klimakonferenz Ende 2011 in Durban geführt werden.

### Europa

Die EU-Kommission hat 2010 ihre neue Energiestrategie bis zum Jahr 2020 vorgelegt. Demnach soll der Prozess der „Europäisierung der Energiepolitik“ konsequent fortgeführt werden. Die EU-Kommission erarbeitet weitere Vorschläge zur Energieeffizienz und zum Ausbau der Infrastruktur und der Erneuerbaren Energien, bei denen die EU Vorreiterregion werden will. Am 4. Februar 2011 haben die Staats- und Regierungschefs der EU über diese Themen beraten.

Im November 2010 hat die EU-Kommission das Regelwerk zur Auktion von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten verabschiedet, das die Basis für die Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten in der dritten Handelsperiode ab 2013 darstellt. Die Europäische Union hatte im Jahr 2009 das „Grüne Paket“ verabschiedet, mit dem die Klimaziele der EU erreicht werden sollen. Dazu zählte, dass die bisher kostenlose Zuteilung von Zertifikaten über das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) für Stromerzeuger ab 2013 vollständig durch Auktionen ersetzt wird.

Der Ausbau Erneuerbarer Energien wird weiterhin politisch stark unterstützt. Die im Jahr 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-Mitgliedstaaten ihre nationale Förderpolitik der EU-Kommission im Rahmen von nationalen Aktionsplänen vorlegen. Hierdurch ist bis auf Weiteres von einer Beibehaltung beziehungsweise Verbesserung der Förderpolitik der Mitgliedstaaten auszugehen. Allerdings bieten die sogenannten „flexiblen Mechanismen“ der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren

Energien, mit denen Kooperationsprojekte zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern möglich werden, einen wichtigen Ansatzpunkt, diese Förderung zu harmonisieren und damit effektiver zu machen.

Insgesamt bleiben Entscheidungen über den Energiemix weiterhin den Mitgliedstaaten 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 die EU-Kommission 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.

Die europäischen Regulierer haben Vorschläge zu Rahmenrichtlinien zur Kapazitätsallokation und zum Engpassmanagement an den Grenzkuppelstellen mit besonderem Bezug auf den innereuropäischen Stromhandel entwickelt. Es wird in diesem Zusammenhang unter anderem vorgeschlagen, nationale Märkte, die strukturelle Engpässe im Netz aufweisen, entlang dieser topologischen Grenzen in mehrere Zonen aufzuteilen. Denn es wird angenommen, dass nationale Netzengpässe dazu führen, dass die Grenzkuppelkapazitäten nicht optimal genutzt werden. Strukturelle Engpässe, die nicht zeitnah durch Netzausbau beseitigt werden können, sollen danach im Day-ahead-Markt durch unterschiedliche Preise in den Zonen gelöst werden. Demgegenüber soll das sogenannte Redispatching, die heute in vielen Ländern übliche Methode, kleinen Engpässen vorbehalten sein. Eine Aufteilung des deutschen Markts, aber auch von anderen europäischen Märkten, kann erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungsanlagen in der jeweiligen Region haben, da die erzielbaren Strompreise je Zone stark unterschiedlich sein können. Die Einteilung eines nationalen Markts in Preiszonen kann – wie es sich in Schweden abzeichnet – auch negative Einflüsse auf das Vertriebsgeschäft haben.

## Deutschland

Im September 2010 hat die Bundesregierung ihr Energiekonzept verabschiedet. Das Konzept enthält zahlreiche Ziele für den schrittweisen Übergang von der bislang weitgehend auf konventionellen Energieträgern basierenden Energieversorgung hin zu einer überwiegenden Nutzung Erneuerbarer Energien. Bis zum Jahr 2050 sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 80 bis 95 Prozent reduziert werden. In diesem Zusammenhang hat die Bundesregierung auch eine Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke unter Beachtung der strengen nationalen und internationalen Sicherheitsstandards von rechnerisch durchschnittlich zwölf Jahren beschlossen. Ältere Anlagen erhalten zusätzliche Reststrommengen, die einer Laufzeitverlängerung von acht Jahren entsprechen, jüngere Anlagen dementsprechend Reststrommengen für 14 zusätzliche Jahre. Der größere Teil der zusätzlichen Gewinne aus der Laufzeitverlängerung wird vom Staat über die Kernbrennstoffsteuer und im Rahmen eines Energie- und Klimafonds abgeschöpft. Die in den Jahren 2011 bis 2016 zu entrichtende Kernbrennstoffsteuer soll Einnahmen von jährlich bis zu 2,3 Mrd € zur Konsolidierung des deutschen Staatshaushalts erbringen. Mit Mitteln aus dem Energie- und Klimafonds sollen insbesondere Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung finanziert werden.

Ein weiterer Teil des Energiekonzepts ist die Verabschiedung eines Zehn-Punkte-Sofortprogramms, das bis zum Ende des Jahres 2011 umgesetzt werden soll. Dazu zählt die Initiative für eine deutschlandweit abgestimmte Netzausbauplanung, ein Kreditprogramm für Offshore-Windparks, veränderte Netzanschlussregelungen und die Verabschiedung eines Gesetzes zur Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub>.

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

## Anreizregulierung

Bereits am 1. Januar 2009 wurden die deutschen Energienetze einem Anreizregulierungssystem unterworfen, durch das die zuvor geltende Kostenregulierung ersetzt wurde. Zum 1. Januar 2010 sollten gemäß der betreffenden Verordnung auch die überregionalen Gastransportnetze in das neue Regulierungsregime überführt werden. Vor der Überführung wird ein Effizienzvergleich zwischen den wenigen Gasfernleitungsnetzbetreibern stattfinden. Der vorläufige individuelle Effizienzfaktor wurde den Unternehmen Ende März 2010 übermittelt. Eine Entscheidung über die endgültigen Effizienzfaktoren wird im ersten Halbjahr 2011 erwartet. Der individuelle

Effizienzfaktor beeinflusst die Höhe der Erlösobergrenze. Die Netzbetreiber haben insgesamt zehn Jahre Zeit, um ihre Kosten auf das Niveau vollständig 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 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 Zinssätze im Gasbereich nahezu unverändert, während sie für den Strombereich eine Erhöhung darstellen.

Am 15. Dezember 2010 wurde von der BNetzA ein Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des sogenannten Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung herausgegeben. Das Qualitätselement wird Bestandteil der Formel zur Ermittlung der jährlichen Erlösobergrenzen und beeinflusst dadurch die zulässigen Erlöse im Netzbereich. In dem Eckpunktepapier ist ein Start der Qualitätsregulierung zunächst für den Strombereich zum 1. Januar 2012 vorgesehen. Ein Zeitplan für den Start der Qualitätsregulierung im Bereich Gas wurde bisher noch nicht bekanntgegeben.

## 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 Open Grid Europe und Bayerns die neuen Mitglieder ENI/GVS und GRTgaz Deutschland. Dem gegenüber steht das zweite wesentliche H-Gas-Gebiet „Gaspool“. Gemäß der im letzten Jahr novellierten GasNZV soll bis zum 1. April 2011 die Anzahl der Marktgebiete nochmals reduziert werden. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber arbeiten derzeit in Abstimmung mit der BNetzA daran, dass ab dem 1. April 2011 nur noch zwei qualitätsübergreifende Marktgebiete in Deutschland bestehen sollen.

## Großbritannien

Seit Mai 2010 regiert in Großbritannien eine Koalition aus Konservativen und Liberaldemokraten. Im Juli hat das Energieministerium eine Überprüfung der Strommärkte angekündigt mit dem Ziel, verbesserte Rahmenbedingungen für Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Technologien – inklusive Erneuerbarer und Kernenergie – zu schaffen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die britische Regierung hat hierzu im Dezember 2010 ein umfangreiches Konsultationsverfahren eingeleitet. Darin wird die Einführung zusätzlicher Mechanismen etwa von Kapazitätsmärkten, Einspeisevergütungen oder

Vorgaben für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß diskutiert. Die Konsultation wird im Laufe des Jahres 2011 abgeschlossen. Außerdem hat die britische Regierung im Dezember 2010 ein Maßnahmenpaket („Green Deal“) zur Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden und Unternehmen vorgestellt. Dadurch sollen Kunden verbesserten Zugang zu Effizienzmaßnahmen erhalten.

Im Verlauf des Jahres 2010 hat der britische Regulierer Ofgem seine Überprüfung der Netzregulierung abgeschlossen und daraufhin Änderungen im Bereich des Netzausbaus vorgeschlagen.

### 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 Klimagasen 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 Transportsektor auf 10 Prozent erhöht werden. Die Energieeffizienz soll um 20 Prozent gesteigert und die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 gesenkt werden.

Bis 2020 soll der Wärmemarkt unabhängig von fossilen Energieträgern 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 Klimaschutzgründen an der Kernenergie festhalten, gleichzeitig aber den Strommix diversifizieren, der bislang hauptsächlich auf Kernenergie und Wasserkraft beruht. Damit sollen die Störungsanfälligkeit 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 Kraftwerksstandorte beschränkt bleiben.

Im Mai 2010 entschied der schwedische Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Europäischen Kommission, den schwedischen Stromgroßhandelmarkt ab November 2011 in unterschiedliche Preiszonen aufzuteilen.

### USA

Im Jahr 2009 hat die US-Regierung das Stimulierungspaket „New Green Deal“ verabschiedet, mit dem vor allem der Ausbau Erneuerbarer Energien, der Aufbau intelligenter Stromnetze und der Ausbau der Netzinfrastruktur mit insgesamt 17 Mrd US-\$ gefördert werden sollen. Die im gleichen Jahr eingebrachten Klimaschutzgesetzentwürfe sind im Sommer des Jahres 2010 im Kongress gescheitert.

Die Debatte über konkrete Maßnahmen zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den USA wird derzeit vor allem über die EPA (Environmental Protection Agency), die US-Umweltbehörde sowie in einzelnen Bundesstaaten geführt. Die EPA hat hierzu im Jahr 2010 unterschiedliche Regulierungen zur Reduktion von CO<sub>2</sub> vorgelegt. Es handelt sich hierbei um ordnungsrechtliche Maßnahmen mit der Vorgabe von Grenzwerten für einzelne Anlagen. Da ein bundesweites Handelssystem mit CO<sub>2</sub>-Rechten ähnlich dem europäischen System im Kongress nicht mehrheitsfähig ist, konzentriert sich die Diskussion auf die Festlegung von Emissionsstandards. Eine verbindliche Festlegung auf Klimaschutzziele der USA ist mit dieser Diskussion aber nicht verbunden. Der Wahlausgang bei den Kongresswahlen vom November 2010 wird weitere klimapolitische Initiativen eher erschweren. Daher hat die US-Delegation auf der Klimakonferenz in Cancún Ende November 2010 auch eher zurückhaltend agiert. Die Förderprogramme zur Finanzierung Erneuerbarer Energien laufen unterdessen weiter.

Die nationale Energiepolitik widmete sich 2010 auch angesichts der großen Erdgasfunde bei sogenanntem unkonventionellem Gas sowie der gestiegenen globalen Energienachfrage wieder verstärkt Problemen der Versorgungssicherheit und ordnete Klimaschutz diesem Themenkomplex unter.

### 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 vorübergehend und begrenzt der Zugang zu Grundlastkapazitäten (insbesondere bei Kernenergie) gewährt werden. Die französische Regierung hat dazu im Jahr 2010 eine Reform des französischen Strommarkts (NOME) gestartet. Dabei sollen die regulierten Tarife für Haushalte und kleine Unternehmen zunächst beibehalten werden.

**Italien**

In Italien wurden 2010 zwei wichtige Verordnungen erlassen: Die Verordnung für den Gasmarkt zielt darauf ab, den Wettbewerb zu fördern, hauptsächlich durch Zugang zu neuen Gasspeichern für Kunden mit hohem Energieverbrauch und die Betreiber thermoelektrischer Kraftwerke. Eine zweite Verordnung initiiert die erste Phase eines virtuellen Gashandelsplatzes, der die Handhabung zunehmender Mengen von Gas durch einen organisierten Markt regelt und der Abwicklungsstelle „GME“ (Gestore dei Mercati Energetici) zugeordnet ist. Im italienischen Markt wurde zudem die Einführung eines marktbasiereten Vergütungsschemas vorgeschlagen, wie es der italienische Regulierer vorgestellt hatte, um langfristig Preissignale für die Erzeugungskapazitäten zu generieren.

Das Anreizsystem für Erneuerbare Energien wird überarbeitet. Bis 2015 soll der „Green Certificate“-Mechanismus graduell zurückgefahren werden. Bezogen auf Anlagen für Erneuerbare Energien, die von 2013 an betrieben werden, wird das neue Anreizschema für Anlagen über 5 MW auf einem Ausschreibungsprozess basiert sein. Für andere Anlagen gilt ein Konzept der Einspeisevergütung. Für Anlagen, die vor 2013 gebaut wurden, wird es eine Übergangszeit von den „Green Certificates“ zur Einspeisevergütung für Anlagen Erneuerbarer Energien geben.

**Spanien**

Ähnlich wie in Deutschland ist der Anteil der Erneuerbaren Energien in Spanien signifikant gestiegen, was zu einer Erhöhung des gesamten Fördervolumens geführt hat. Vor diesem Hintergrund sehen es Regierung und Opposition als unumgänglich an, das System anzupassen. Politische Unstimmigkeiten zwischen der Regierung und der größten Oppositionspartei (Partido Popular) haben die Entwicklung eines Energieprogramms beeinflusst, was zum Einfrieren der Entgelte im Juli 2010 geführt hat.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden derzeit maßgeblich von der Bevorzugung einheimischer Kohle beeinflusst. Außerdem spielen die weitere Strategie zum Ausbau Erneuerbarer Energien zu vertretbaren Kosten, moderate Preiserhöhungen sowie Zukunftsthemen wie Energieeffizienz und E-Mobility eine Rolle.

**Russland**

Die russische Wirtschaft erholt sich von der Finanzkrise 2008/2009; für die Folgejahre wird ein moderates BIP-Wachstum erwartet. Zusätzlich verstärkt durch extreme Witterungsbedingungen stieg die Stromnachfrage in Russland um 4,4 Prozent gegenüber 2009.

Der Day-ahead-Markt für Stromhandel wurde zum Ende des Jahres 2010 vollständig geöffnet. Ausgenommen bleiben Lieferungen für Haushaltskunden und ihnen zugeordnete Kunden. Die 2010 eingeführten Regeln für den langfristigen Kapazitätsmarkt sehen unterschiedliche Vergütungssysteme für bereits existierende Erzeugungskapazitäten und Kraftwerksneubauten vor. Demnach erfolgt die Preisbildung der Altanlagen über eine Wettbewerbsauswahl unter Berücksichtigung spezifischer Wettbewerbskonstellationen in regionalen Teilmärkten. Neuanlagen, die im Rahmen einer vertraglichen Investitionsverpflichtung entstehen, erhalten eine gesicherte Kapazitätsvergütung. Nach zehn Jahren sollen beide Märkte zu einem einheitlichen Kapazitätsmarkt für Neu- und Altanlagen zusammengeführt werden.

**Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen**

Die Weltwirtschaft hat sich nach dem Einbruch im Jahr 2009 überraschend schnell erholt. Ausgehend von der expansiven Geld- und Fiskalpolitik sowie der stabilen Nachfrage in den Schwellenländern ist die weltweite Produktion nach Schätzungen des deutschen Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) im Jahr 2010 vermutlich mit einer Rate von 4,8 Prozent gewachsen. Wie schon in der Rezession sichtbar, verbergen sich hier jedoch unterschiedliche Entwicklungen: Die reale Zuwachsrates des Bruttoinlandsprodukts betrug in den Industrieländern 2,3 Prozent; in den Schwellenländern fiel sie mit 7,6 Prozent wesentlich höher aus. Während die Weltproduktion 2010 insgesamt wieder das Niveau vor der Finanzkrise erreichte, wurde dieses Niveau in den meisten Industrieländern verfehlt. In einigen Volkswirtschaften in Asien war während der Krise hingegen überhaupt kein Einbruch zu verzeichnen.

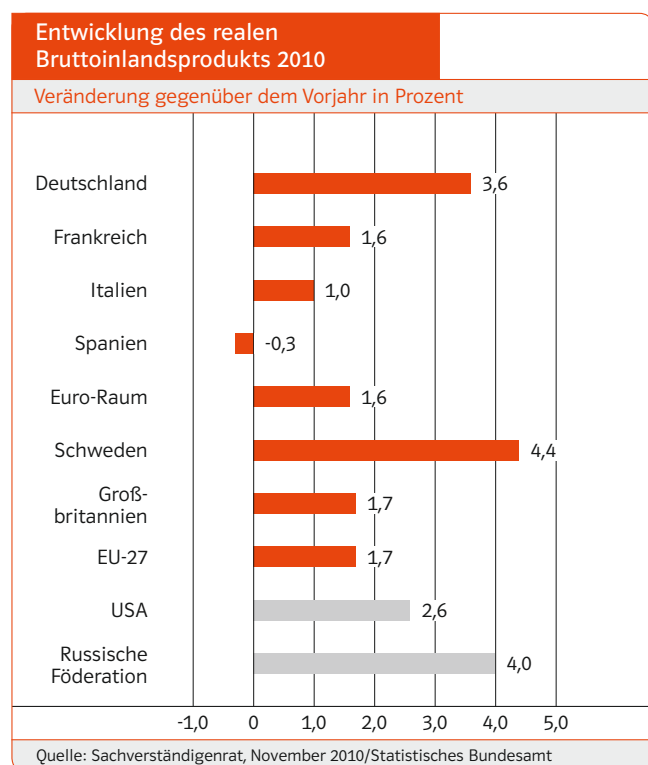
Während die Schwellenländer als Stütze der weltweiten Erholung fungierten, war in den Industrieländern 2010 ein schleppender konjunktureller Verlauf zu beobachten. Hier belasten die Probleme des Finanz- und Immobiliensektors, der Staatsverschuldung sowie des Arbeitsmarktes eine weitere konjunkturelle Erholung. So nahm die wirtschaftliche Leistung in den USA zwar in der zweiten Jahreshälfte 2010 spürbar zu, der private Verbrauch stieg trotz hoher Arbeitslosigkeit und steigender Sparneigung; insgesamt war die Belebung des inländischen Konsums jedoch nach Ansicht des SVR in den USA eher schwach.

Die wirtschaftliche Entwicklung im Euro-Raum war insgesamt eher verhalten und ähnlich der weltweiten Entwicklung von divergierenden Geschwindigkeiten gekennzeichnet. Länder wie Spanien oder Italien erholen sich eher unterdurchschnittlich. Insbesondere die zu Beginn des Jahres 2010 in Schwierigkeiten geratenen Peripherieländer befinden sich unter Druck der schmerzhaften Anpassungen in den öffentlichen Haushalten. Motor der moderaten Entwicklung in der EU war die Aufhellung der konjunkturellen Lage in Deutschland. Dabei profitierte

Deutschland seit dem Frühjahr 2010 sowohl von der anziehenden globalen Nachfrage als auch von den vermehrten inländischen Impulsen. Ein robusterer Arbeitsmarkt und ein niedriges Zinsniveau stellen nach Auffassung des SVR die Voraussetzungen für zunehmende Wachstumsimpulse aus dem Inland dar. Es darf aber trotz der guten Lage nicht übersehen werden, dass sich die deutsche Wirtschaftsleistung zur Jahresmitte 2010 erst wieder auf dem Niveau der Jahreswende 2006/2007 befunden hat. Insgesamt wurde die konjunkturelle Belebung im Euro-Raum vom Export und privaten Verbrauch getragen.

Während die wirtschaftliche Leistung in Großbritannien im Durchschnitt der EU wuchs, erzielten Schweden und Dänemark ein überdurchschnittliches Wachstum. Die osteuropäischen Länder entwickelten sich ebenso wie die westeuropäischen sehr heterogen, wuchsen im Durchschnitt aber wie die gesamte EU.

Unter den sogenannten BRIC-Ländern (Brasilien, Russland, Indien, China) bildete die wirtschaftliche Leistung Russlands das Schlusslicht. Zwar stabilisierte der gestiegene Ölpreis die Entwicklung, Binnennachfrage und Außenhandel blieben allerdings nach Ansicht des SVR schwach.



## Branchensituation

Der Energieverbrauch in Deutschland stieg im Jahr 2010 nach Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um 4,6 Prozent und lag am Ende des Jahres mit rund 480 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio t SKE) nahezu auf dem Niveau vor dem konjunkturellen Einbruch des Jahres 2008.

Der gute Konjunkturverlauf und die deutlich niedrigeren Temperaturen prägten die Entwicklung bei den verschiedenen Energieträgern. Der Verbrauch an Mineralöl legte um gut 1 Prozent zu. Der Erdgasverbrauch nahm um 4,2 Prozent zu. Der Verbrauch an Steinkohle erhöhte sich nach dem starken Einbruch im Vorjahr kräftig um mehr als 15 Prozent. Der Verbrauch an Braunkohle lag leicht über dem Niveau des Vorjahres. Die inländischen Kernkraftwerke steigerten ihren Beitrag um rund 4 Prozent. Die Erneuerbaren Energien trugen mit 45 Mio t SKE (+9,9 Prozent) zur Energiebilanz 2010 bei. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) stieg um 3 Prozent, die der Windkraft ging dagegen durch ungünstige Windverhältnisse um 5,5 Prozent zurück. Einen gewaltigen Sprung machte die Fotovoltaik mit einem Zuwachs von mehr als 80 Prozent. Biogas und Biokraftstoffe konnten um 12 Prozent beziehungsweise knapp 4 Prozent zulegen.

## Primärenergieverbrauch 2010 in Deutschland

Anteile in Prozent	2010	2009
Mineralöl	33,6	34,8
Erdgas	21,8	21,9
Steinkohle	12,1	10,9
Braunkohle	10,7	11,2
Kernenergie	10,9	11,0
Erneuerbare Energien	9,4	8,9
Sonstige (einschließlich Außenhandels-saldo Strom)	1,5	1,3
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Quelle: AG Energiebilanzen

Die Bruttostromerzeugung erhöhte sich 2010 im Vergleich zum Vorjahr um 4,7 Prozent. Dabei stieg der Einsatz aller Energieträger: Erneuerbare Energieträger (+ 7,8 Prozent), Steinkohle (+ 7,5 Prozent), Erdgas (+ 7,2 Prozent), Kernenergie (+4,2 Prozent) und Braunkohle (+1 Prozent).

Der höhere Energieverbrauch in Deutschland führte zu einem Anstieg (etwa 4 Prozent) des energiebedingten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, da sich nach den Berechnungen der AG Energiebilanzen beim Mix der Energieträger im Jahr 2010 nur geringfügige Veränderungen zugunsten CO<sub>2</sub>-armer Energieträger ergaben und etwa zwei Drittel des gesamten Verbrauchszuwachses auf kohlenstoffhaltige Energieträger entfällt.

In England, Schottland und Wales wurden im Jahr 2010 rund 320 Mrd kWh (Vorjahr: 315 Mrd kWh) Strom verbraucht. Der Gasverbrauch nahm (ohne den Einsatz in Kraftwerken) von 597 Mrd kWh im Jahr 2009 auf 647 Mrd kWh zu. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die niedrigen Temperaturen, insbesondere im ersten und vierten Quartal 2010, zurückzuführen. Die anhaltenden Energiesparmaßnahmen wirkten sich teilweise kompensierend aus.

In den nordeuropäischen Ländern wurden mit 394 Mrd kWh im Jahr 2010 rund 19 Mrd kWh mehr Strom verbraucht als im Vorjahr. Gründe waren die sehr kühle Witterung im ersten und vierten Quartal 2010 (+12 Mrd kWh), die leicht zunehmende Nachfrage in Schweden und Finnland und ein erheblicher Bedarf der energieintensiven Industrie in Norwegen im dritten Quartal. Der Netto-Stromimport aus den umliegenden Ländern stieg um 10,1 Mrd kWh auf rund 18,7 Mrd kWh. Der Netto-Stromimport aus Deutschland lag bei 5,1 Mrd kWh.

In Russland wurden mit 1.025 Mrd kWh 4,4 Prozent mehr Strom erzeugt als im Vorjahr. Die Zunahme resultierte aus der wirtschaftlichen Erholung.

Der Stromverbrauch in Italien nahm 2010 im Vergleich zum Vorjahr um 1,8 Prozent (bereinigt um Temperaturdifferenzen und die Zahl der Arbeitstage um 1,7 Prozent) auf 326,2 Mrd kWh zu. Dadurch stiegen die Erzeugungsmengen um 1,9 Prozent auf 286,5 Mrd kWh. Der Gasverbrauch erhöhte sich um 6,6 Prozent auf 876,2 Mrd kWh. Die Nachfrage legte hauptsächlich im Industrie- und Haushaltskundengeschäft zu.

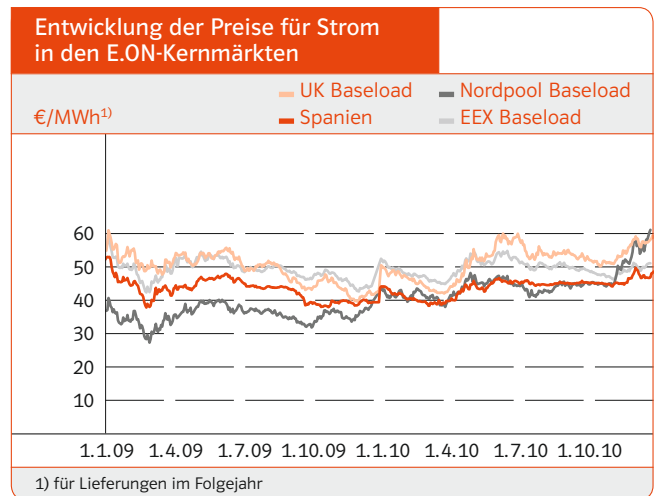
Der Stromverbrauch auf dem spanischen Festland lag im Jahr 2010 im Wesentlichen aufgrund der gestiegenen industriellen Nachfrage mit 260 Mrd kWh um 3,2 Prozent (bereinigt um Temperaturdifferenzen und die Zahl der Arbeitstage um 2,9 Prozent) über dem Vorjahreswert.

### Energiepreisentwicklung

Im Jahr 2010 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.

Nach dem ersten Quartal mit niedrigeren Brennstoff- und Strompreisen – mit Ausnahme von Brent-Rohöl – erholten sich die Preise während des zweiten Quartals. Bis November gaben die Forward-Strompreise in Deutschland, Großbritannien und Italien wieder etwas nach, während die Preise für andere Forwardprodukte im nordischen Strommarkt sowie Kohle und Gas stagnierten. Zum Jahresende stiegen die Strompreise in allen Märkten an. Der Brent-Rohölpreis verzeichnete nach einem Zwischenhoch im Mai einen Preisanstieg in der zweiten Jahreshälfte.



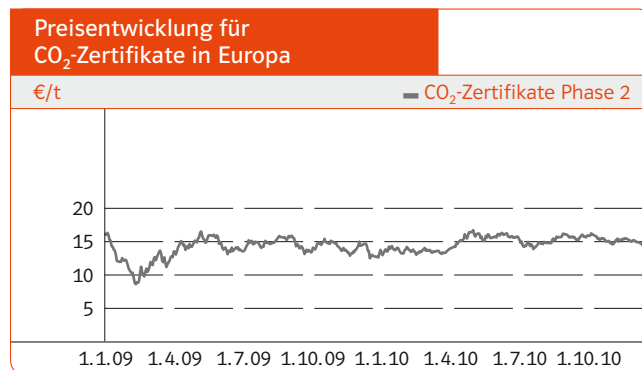
Der Handelspreis von Brent-Rohöl für Lieferungen im nächsten Monat bewegte sich in einer Bandbreite zwischen 70 und 90 US-\$ pro Barrel. Diese Schwankungen waren geprägt einerseits durch positive Erwartungen bezüglich der anziehenden wirtschaftlichen Erholung, durch eine steigende Nachfrage in Asien und durch eine Belebung der Finanz- und Rohstoffmärkte sowie andererseits durch Bedenken hinsichtlich der Staatsverschuldung in der Eurozone und der sich schwach entwickelnden US-Wirtschaft. Anfang Dezember überstiegen die Preise, bedingt durch ein außergewöhnlich starkes Wachstum der globalen Ölnachfrage im dritten Quartal und einen frühen Wintereinbruch, die 90-US-\$-Marke.

Auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2) führte Anfang 2010 extrem kaltes Wetter in China und Europa zu Kohlepreisen von rund 100 US-\$ pro Tonne. Im Frühjahr gaben die Preise infolge gut gefüllter Lager und fallender Gaspreise in Europa auf rund 85 US-\$ nach. Daraus resultierten neuartige globale Arbitragegeschäfte (zum Beispiel Kohlelieferungen von Kolumbien nach China). Im zweiten Quartal erholten sich – gleichzeitig mit den Gaspreisen – die Preise für Kohle, die zwischen Mai und November in einer Preisspanne zwischen 95 und 105 US-\$ gehandelt wurde. Ab September stiegen die Preise kontinuierlich und lagen am Jahresende bei rund 120 US-\$. Dieser starke Preisanstieg beruhte auf einer Angebotsverknappung durch Überflutungen in Kolumbien, Südafrika und Australien und gleichzeitig einen frühen und kalten Winter in der nördlichen Hemisphäre. Der Seefrachtmarkt blieb im Laufe des Jahres aufgrund eines Überangebotes an Schiffen überwiegend unter Preisdruck.

Der europäische Gasmarkt setzte, wenn auch mit Schwankungen, im Gesamtjahrestrend die Preiserholung des Vorjahres fort. Im ersten Quartal gaben die Preise durch ein globales Überangebot und eine rezessionsbedingt niedrigere Nachfrage nach. Im zweiten Quartal stiegen die Preise wieder kontinuierlich. Gründe waren im Wesentlichen eine stärkere Gasnachfrage der Stromerzeuger und der Industrie, niedrige Speicherstände nach einem längeren, kalten Winter und erhebliche Lieferengpässe in Norwegen. Zudem blieben allgemein erwartete Lieferungen verflüssigten Erdgases (LNG) wegen Wartungsarbeiten an bestehenden und der Verzögerung beim Bau neuer Verflüssigungsanlagen in Katar aus. Darüber hinaus zog die Nachfrage aus Asien deutlich an. Wegen der unerwartet hohen Gaspreise während des Sommers wurden die Speicher unterdurchschnittlich befüllt. Gestiegene LNG-Importe nach dem Ende der Wartungsarbeiten in Katar

führten im dritten Quartal zu niedrigeren Spotpreisen. Sowohl die Spot- als auch die Forwardpreise erholten sich im vierten Quartal wieder, besonders gestützt durch den einsetzenden kalten Winter und die starke Inanspruchnahme von Speichern. Der US-Gasmarkt steht seit Jahresanfang unter kontinuierlichem Preisdruck und entwickelte sich zunehmend unabhängig vom europäischen Gasmarkt.

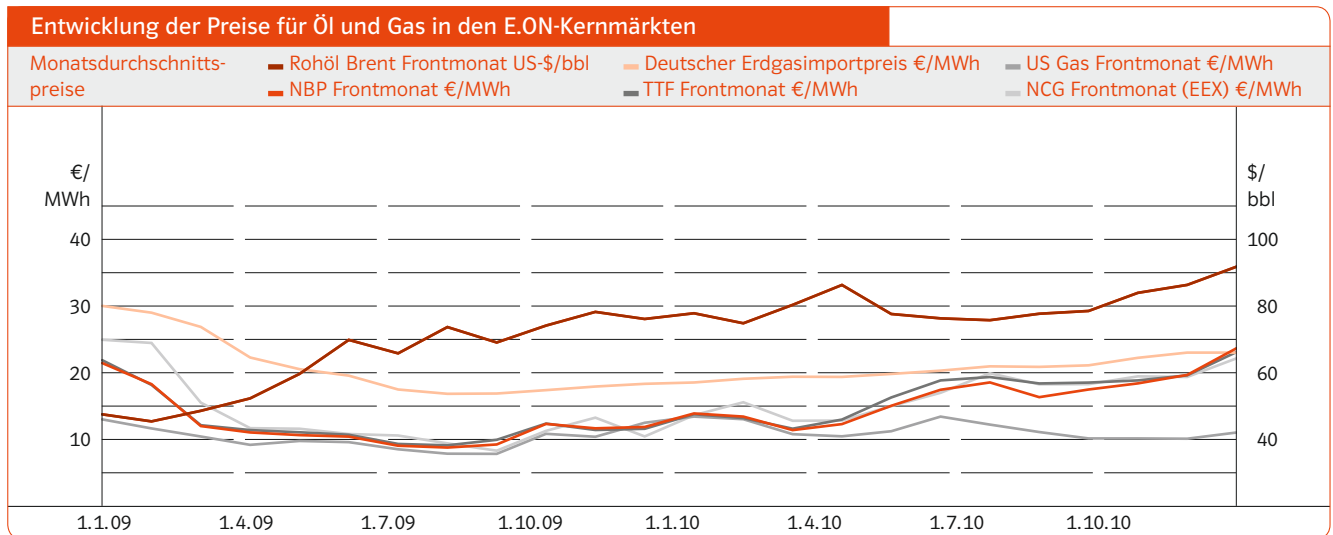
Der Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances (EUA)) verlief im ersten Quartal in einem schmalen Preiskorridor zwischen 13 und 14 € je Tonne für EUA-Lieferungen im Dezember des nächsten Jahres. Nach der Veröffentlichung der EU-Emissionswerte für 2009 überstiegen die Preise bei hohem Handelsvolumen zeitweise 16 €, stabilisierten sich anschließend seit Mitte des Jahres bis Dezember um ein neues Preisband zwischen 15 und 16 €, mit Ausnahme der Urlaubsphase während der Sommermonate. Politische Diskussionen bestimmten das Marktgeschehen. Die EU-Kommission veröffentlichte eine Analyse zur möglichen Verschärfung der europäischen Minderungsziele. Im November folgte ein Kommissionsvorschlag über eine Beschränkung von bescheinigten CO<sub>2</sub>-Gutschriften (CER-Zertifikaten) aus bestimmten Projekten mit klimaschädlichen Gasen ab 2013. Eher unbeeinflusst durch das Verhandlungsergebnis in Cancún gaben die Preise infolge eines verbesserten Angebots an CER-Zertifikaten und zunehmender Verkaufsaktivitäten zum Jahresende nach und lagen am Jahresende bei gut 14 €.



Der deutsche Strommarkt ist geprägt durch die Entwicklung der Wirtschaft und der Brennstoffpreise. Forward-Strompreise für Baseload-Lieferungen im Jahr 2011 fielen während des ersten Quartals auf 45 € pro MWh und erholten sich im zweiten Quartal auf bis zu 55 €. Durch die Inbetriebnahme neuer thermischer und erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten sowie die Aussicht auf die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke gaben die Preise auf rund 51 € nach. Ein hoher Anteil an Solarstrom mit Kapazitäten von rund 15,5 GW im Oktober reduzierte im Spotmarkt den Preisunterschied zwischen Peak- und Off-peak-Preisen. Die Preise in Großbritannien zeigten einen ähnlichen Verlauf, auch wenn der Preisanstieg stärker und der anschließende Preisrückgang bis November durch relativ stabile Gaspreise schwächer ausfielen. Zum Jahresende folgten die Strompreise dem Aufwärtstrend der Gaspreise und notierten bei knapp 60 €. Der nordische Strommarkt wurde beeinflusst durch Probleme bei der Stromerzeugung in Kernkraftwerken in Schweden, die niedrigsten Wasserstände in den Reservoirs seit 1996 sowie einen Verbrauchsanstieg gegenüber dem Vorjahr. Die Preise für Lieferungen im nächsten Jahr lagen zu Jahresanfang bei rund 42 € und nach einem extremen Anstieg seit November am Jahresende bei rund 61 €. Gleichzeitig erreichte der Spotmarkt im Dezember mit durchschnittlich knapp 82 € einen Höchstwert. Der Preisanstieg beruhte auf einem sich weiter verschlechternden Defizit der Wasserbilanz und extrem niedrigen Temperaturen.

Die Forward-Strompreise in Spanien und Italien entwickelten sich im ersten Halbjahr ähnlich wie in den nordwesteuropäischen Märkten. In Spanien bewegten sich die Preise für eine Lieferung im nächsten Jahr nach einer Erholung im zweiten Quartal bis November auf einem relativ konstanten Niveau von rund 45 €, um im Dezember zeitgleich mit der Veröffentlichung neuer regulierter Stromtarife für 2011 auf 50 € zu steigen. Die Preise in Italien folgten ab Mitte des Jahres bis November dem Abwärtstrend im deutschen Markt, erholten sich mit steigenden Brennstoffpreisen bis zum Jahresende aber wieder auf rund 72 €.

Im Jahr 2010 lag der Stromverbrauch in Russland 4,4 Prozent über dem des Vorjahres. Der durchschnittliche Strompreis im liberalisierten Kurzfristhandel stieg wegen angehobener Brennstoffpreise, extrem hoher Temperaturen in der europäischen Preiszone in den Sommermonaten und Produktionseinschränkungen in den Kraftwerken auf 834 Rubel pro MWh in der europäischen Preiszone (ca. 21 €) und 486 Rubel (ca. 12 €) in der sibirischen Preiszone. Zum 1. Januar 2011 wurde die Öffnung des Großhandelsmarktes für Elektrizität abgeschlossen und die erste Auktion im Kapazitätsmarkt durchgeführt.



## Zurechenbare Kraftwerksleistung

Die zurechenbare Kraftwerksleistung im E.ON-Konzern nahm mit 68.475 MW im Vergleich zum Jahresende 2009 (65.829 MW) um 4 Prozent zu.

Bei der Market Unit Central Europe stieg die zurechenbare Kraftwerksleistung um 4 Prozent auf 29.626 MW (Vorjahr: 28.407 MW). Dieser Zuwachs begründet sich vor allem durch die Inbetriebnahmen der Kraftwerke Emile Huchet 7 und 8, Irsching 5 sowie Plattling.

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

Die zurechenbare Kraftwerksleistung von Nordic lag nahezu unverändert bei 6.829 MW (Vorjahr: 6.842 MW).

Im Segment Neue Märkte haben wir eine zurechenbare Kraftwerksleistung von 21.690 MW (Vorjahr: 20.250 MW). Auf Climate & Renewables entfallen 3.600 MW (2.957 MW), auf Russia 8.646 MW (8.264 MW), auf Italy 6.091 MW (5.676 MW) und auf Spain 3.353 MW wie im Vorjahr.

Bei Climate & Renewables stieg die zurechenbare Leistung um rund 22 Prozent oder 643 MW, im Wesentlichen durch neue Windparks auf dem Festland in den USA und neue Windparks auf offener See in Europa.

Die zurechenbare Leistung von Russia erhöhte sich im Wesentlichen durch die Inbetriebnahme eines neuen Gaskraftwerksblocks am Standort Shaturskaya um 382 MW.

In der Market Unit Italy nahm die zurechenbare Kraftwerksleistung vor allem durch die Inbetriebnahme eines neuen 407-MW-Gaskraftwerksblocks in Scandale um 415 MW zu.

Zurechenbare Kraftwerksleistung					
31. Dezember 2010 in MW	Central Europe	UK	Nordic	Neue Märkte	E.ON-Konzern
Kernenergie	8.555	-	-	-	8.555
Braunkohle	852	-	-	-	852
Steinkohle	6.016	-	-	-	6.016
Erdgas	3.786	-	-	-	3.786
Öl	1.095	-	-	-	1.095
Wasserkraft	2.490	-	-	-	2.490
Windkraft	10	-	-	197	207
Sonstige	344	-	-	-	344
<b>Inland</b>	<b>23.148</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>197</b>	<b>23.345</b>
Kernenergie	-	-	2.774	-	2.774
Braunkohle	62	-	-	1.418	1.480
Steinkohle	3.988	4.910	-	2.032	10.930
Erdgas	2.363	3.506	624	13.098	19.591
Öl	-	1.300	1.440	305	3.045
Wasserkraft	31	-	1.765	1.262	3.058
Windkraft	2	-	-	3.320	3.322
Sonstige	32	614	226	58	930
<b>Ausland</b>	<b>6.478</b>	<b>10.330</b>	<b>6.829</b>	<b>21.493</b>	<b>45.130</b>
<b>Summe</b>	<b>29.626</b>	<b>10.330</b>	<b>6.829</b>	<b>21.690</b>	<b>68.475</b>

## Strombeschaffung

Im Jahr 2010 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 275,5 Mrd kWh um 2 Prozent über dem Vorjahresniveau von 270,0 Mrd kWh. Der Strombezug stieg demgegenüber um 44 Prozent auf 776,1 Mrd kWh. Etwa 10 Prozent der Eigenerzeugung haben wir aus Erneuerbaren Energien gewonnen.

Die erhöhte Eigenerzeugung bei Central Europe ist auf die Inbetriebnahme von gasbefeuerten Erzeugungseinheiten – vor allem an den Standorten Irsching und Plattling in Deutschland sowie Emile Huchet in Frankreich – zurückzuführen. Durch diese Erzeugungseinheiten wurde die Verringerung von Stromerzeugungskapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission mehr als ausgeglichen.

Strombeschaffung														
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Eigenerzeugung	133,8	130,4	28,8	32,8	24,3	19,0	-	-	88,6	87,8	-	-	275,5	270,0
Bezug	274,3	260,6	52,5	48,8	29,7	27,3	804,9	578,8	28,0	40,3	-413,3	-417,4	776,1	538,4
Gemeinschaftskraftwerke	3,2	5,4	0,8	1,6	9,0	8,0	-	-	-	0,5	-	-	13,0	15,5
Energy Trading/Fremde	271,1	255,2	51,7	47,2	20,7	19,3	804,9	578,8	28,0	39,8	-413,3	-417,4	763,1	522,9
<b>Summe</b>	<b>408,1</b>	<b>391,0</b>	<b>81,3</b>	<b>81,6</b>	<b>54,0</b>	<b>46,3</b>	<b>804,9</b>	<b>578,8</b>	<b>116,6</b>	<b>128,1</b>	<b>-413,3</b>	<b>-417,4</b>	<b>1.051,6</b>	<b>808,4</b>
Eigenverbrauch, Netzverlust etc.	-11,9	-13,0	-3,5	-3,6	-1,8	-1,8	-	-	-4,0	-4,5	-	-	-21,2	-22,9
<b>Stromabsatz</b>	<b>396,2</b>	<b>378,0</b>	<b>77,8</b>	<b>78,0</b>	<b>52,2</b>	<b>44,5</b>	<b>804,9</b>	<b>578,8</b>	<b>112,6</b>	<b>123,6</b>	<b>-413,3</b>	<b>-417,4</b>	<b>1.030,4</b>	<b>785,5</b>

Die Market Unit UK erzeugte mit 28,8 Mrd kWh rund 12 Prozent weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahr (32,8 Mrd kWh). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf geringere Margen zurückzuführen, die den Betrieb einiger Kraftwerke weniger wirtschaftlich machten.

Nordic erzeugte 5,3 Mrd kWh mehr Strom in eigenen Kraftwerken. Die Eigenerzeugung aus Kernkraft stieg um 3,6 Mrd kWh und die der neuen KWK-Anlage in Malmö um 1,5 Mrd kWh.

Im Segment Neue Märkte wurden 88,6 Mrd kWh (Vorjahr: 87,8 Mrd kWh) Strom in eigenen Kraftwerken erzeugt. Hiervon entfielen

- 7,9 Mrd kWh (5,2 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 55,8 Mrd kWh (53,9 Mrd kWh) auf Russia,
- 14,9 Mrd kWh (16,5 Mrd kWh) auf Italy und
- 10,0 Mrd kWh (12,2 Mrd kWh) auf Spain.

97 Prozent der Eigenerzeugung von Climate & Renewables stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken. Die Market Unit steigerte die Eigenerzeugung um 52 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung										
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		Neue Märkte		E.ON-Konzern	
	2010	%	2010	%	2010	%	2010	%	2010	%
Kernenergie	59,9	45	-	-	12,1	50	-	-	72,0	26
Braunkohle	5,2	4	-	-	-	-	9,3	10	14,5	5
Steinkohle	40,2	30	13,7	48	-	-	7,9	9	61,8	23
Erdgas/Öl	17,6	13	15,1	52	3,2	13	60,2	68	96,1	35
Wasserkraft	5,6	4	-	-	8,0	33	3,3	4	16,9	6
Windkraft	-	-	-	-	-	-	7,7	9	7,7	3
Sonstige	5,3	4	-	-	1,0	4	0,2	-	6,5	2
<b>Summe</b>	<b>133,8</b>	<b>100</b>	<b>28,8</b>	<b>100</b>	<b>24,3</b>	<b>100</b>	<b>88,6</b>	<b>100</b>	<b>275,5</b>	<b>100</b>

Russia hat im Berichtszeitraum mit ihren eigenen Kraftwerken rund 91 Prozent des Gesamtbedarfs von 61,1 Mrd kWh gedeckt. 5,3 Mrd kWh Strom wurden von Fremden bezogen.

Italy erzeugte mit 14,9 Mrd kWh 49 Prozent des Strombedarfs von 30,5 Mrd kWh in eigenen Kraftwerken. Der Vorjahreswert beinhaltet 1,8 Mrd kWh aus Kraftwerken, die Ende Juni 2009 an A2A abgegeben wurden. 15,6 Mrd kWh wurden im Markt und 1,6 Mrd kWh vor allem für Vertriebsaktivitäten bei E.ON Energy Trading S.p.A. eingekauft.

Die Market Unit Spain deckte 63 Prozent des gesamten Strombedarfs von 15,8 Mrd kWh mit Mengen aus eigenen Kraftwerken. Der im Vergleich geringere Anteil der Eigenerzeugung (Vorjahr: 70 Prozent) war auf die Optimierung unserer Kraftwerke in einem Marktumfeld mit geringeren Margen zurückzuführen. Der Rückgang der Eigenerzeugung um 2,2 Mrd kWh wurde teilweise durch um 0,6 Mrd kWh höhere Bezugsmengen kompensiert.

## Gasbeschaffung

Im Geschäftsjahr 2010 bezog E.ON Ruhrgas rund 684,5 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Dies sind rund 10 Prozent mehr als im Vorjahr. Wichtigste Bezugsquellen waren Russland mit einem Anteil von 27 Prozent, Norwegen mit 25 Prozent, Deutschland mit 23 Prozent und die Niederlande mit 17 Prozent.

Die Gasproduktion von Pan-European Gas aus den Nordseefeldern nahm in 2010 mit 1.513 Mio m<sup>3</sup> gegenüber dem Vorjahr um knapp 7 Prozent zu. Gründe waren im Wesentlichen die sehr gute Förderleistung des Feldes Rita und der Produktionsstart im Feld Babbage in der britischen Nordsee. Die Produktion von Öl und Kondensaten lag mit 5,2 Mio Barrel vor allem durch den natürlichen Produktionsrückgang leicht unter dem Vorjahresniveau. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen stehen Pan-European Gas 6 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas aus dem Ende 2009 akquirierten und at equity einbezogenen Feld Yushno Russkoje in Sibirien zu. Damit nahmen die Gasförderungsmengen aus eigener Produktion um rund 75 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu.

Upstream-Produktion			
	2010	2009	+/- %
Liquids/Öl (in Mio Barrel)	5,2	5,5	-4
Gas (in Mio Standard-m <sup>3</sup> )	1.513	1.420	+7
<b>Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)</b>	<b>14,8</b>	<b>14,4</b>	<b>+2</b>

## Handelsvolumen

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

Handelsvolumen		
	2010	2009
Strom (Mrd kWh)	1.472	1.240
Gas (Mrd kWh)	2.005	1.498
CO <sub>2</sub> -Zertifikate (Mio t)	650	501
Öl (Mio t)	72	69
Kohle (Mio t)	289	223

## Stromabsatz

Im Berichtszeitraum 2010 stieg der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern von 785,5 Mrd kWh im Vorjahr um 31 Prozent auf 1.030,4 Mrd kWh. An Endkunden und Weiterverteiler wurden mit 332,3 Mrd kWh 6 Prozent mehr Strom geliefert.

Der Anstieg des Stromabsatzes von Central Europe resultierte im Wesentlichen aus erhaltenen Bezugsrechten ausländischer Kraftwerke, die im Rahmen der im Jahr 2008 abgegebenen Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission getauscht wurden. Darüber hinaus wirkte sich die einsetzende konjunkturelle Erholung positiv auf die industrielle Nachfrage aus.

Bei UK stieg der Stromabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden um 6 Prozent. Der temperaturbedingte Absatzanstieg wurde durch die gesunkene Kundenzahl und Energiesparmaßnahmen teilweise kompensiert. Der Absatz von Strom an Industrie- und Geschäftskunden erhöhte sich, in erster Linie aufgrund der Erhöhung der Kundenzahl in diesem Bereich, um 18 Prozent.

Nordic konnte den Stromabsatz insbesondere wegen der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung und höherer Erzeugungsmengen um 7,7 Mrd kWh steigern. Der Absatz an Endkunden, Vertriebspartner (einschließlich Minderheitsanteileigner an Kernkraftwerken) und Energy Trading erhöhte sich. Die Stromlieferungen an Industrie- und Geschäftskunden lagen auf dem Vorjahresniveau.

Im Segment Neue Märkte wurden 112,6 Mrd kWh (Vorjahr: 123,6 Mrd kWh) Strom abgesetzt. Hiervon entfielen

- 9,2 Mrd kWh (6,4 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 59,3 Mrd kWh (57,3 Mrd kWh) auf Russia,
- 29,8 Mrd kWh (44,2 Mrd kWh) auf Italy und
- 14,3 Mrd kWh (15,7 Mrd kWh) auf Spain.

Die Market Unit Climate & Renewables verkaufte Strom ausschließlich in unregulierten Märkten und steigerte den Stromabsatz im Wesentlichen durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 44 Prozent.

Stromabsatz														
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Privat- und kleinere Geschäftskunden	45,8	46,3	28,9	27,3	8,7	7,1	-	-	7,3	6,9	-	-	90,7	87,6
Industrie- und Geschäftskunden	81,2	75,3	19,4	16,4	10,8	10,8	-	-	10,7	10,1	-	-	122,1	112,6
Vertriebspartner	111,2	105,9	-	-	5,5	4,2	-	-	2,8	3,5	-	-	119,5	113,6
<b>Kundengruppen</b>	<b>238,2</b>	<b>227,5</b>	<b>48,3</b>	<b>43,7</b>	<b>25,0</b>	<b>22,1</b>	-	-	<b>20,8</b>	<b>20,5</b>	-	-	<b>332,3</b>	<b>313,8</b>
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	158,0	150,5	29,5	34,3	27,2	22,4	804,9	578,8	91,8	103,1	-413,3	-417,4	698,1	471,7
<b>Summe</b>	<b>396,2</b>	<b>378,0</b>	<b>77,8</b>	<b>78,0</b>	<b>52,2</b>	<b>44,5</b>	<b>804,9</b>	<b>578,8</b>	<b>112,6</b>	<b>123,6</b>	<b>-413,3</b>	<b>-417,4</b>	<b>1.030,4</b>	<b>785,5</b>

Russia setzte mit 59,3 Mrd kWh gut 3 Prozent mehr Strom am Großhandelsmarkt ab. Gründe hierfür waren vor allem die extremen Witterungsbedingungen im Jahr 2010 sowie gestiegene Erzeugungsmengen im Kraftwerk Surgutskaya aufgrund der Umterminierung von Wartungsarbeiten.

Der Stromabsatz von Italy ging vor allem durch die gesunkenen Absatzmengen an Energy Trading sowie die Abgabe von Kraftwerken an A2A zurück. Er verteilte sich auf Privatkunden (4,7 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (6,4 Mrd kWh), Vertriebspartner (1,8 Mrd kWh), den Großhandelsmarkt (14,9 Mrd kWh) und E.ON Energy Trading S.p.A. (2,0 Mrd kWh).

Bei der Market Unit Spain nahm der Stromabsatz gegenüber dem Vorjahr im Wesentlichen am Großhandelsmarkt aufgrund der bereits genannten geringeren Margen um 1,4 Mrd kWh ab.

### Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz lag im Berichtszeitraum um 135,9 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Grund war vor allem das deutlich höhere Handelsvolumen.

Gasabsatz			
in Mrd kWh	2010	2009	+/- %
Ferngasgesellschaften/ Ortsgasunternehmen	434,4	386,6	+12
Industrie	94,9	78,1	+22
Ausland	166,1	144,4	+15
<b>Absatz E.ON Ruhrgas AG</b>	<b>695,4</b>	<b>609,1</b>	<b>+14</b>
Absatz übrige Beteiligungen	135,5	151,7	-11
Pan-European Gas interner Absatz	-73,7	-49,2	-
<b>Absatz Pan-European Gas</b>	<b>757,2</b>	<b>711,6</b>	<b>+6</b>
<i>davon E.ON-interner Absatz</i>	<i>-233,8</i>	<i>-187,9</i>	<i>-</i>
Übrige Market Units	819,0	682,8	+20
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>1.342,4</b>	<b>1.206,5</b>	<b>+11</b>

Die Zunahme des Gasabsatzes bei Central Europe beruhte im Wesentlichen auf der Erstkonsolidierung von Gesellschaften im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost zum 1. Januar 2010.

Die E.ON Ruhrgas AG setzte im Geschäftsjahr 2010 rund 86 Mrd kWh mehr Gas ab als im Vorjahr. Das Mengenwachstum hatte im Wesentlichen folgende Gründe: Im Segment der Ferngasgesellschaften und Ortsgasunternehmen sorgte insbesondere im ersten und im vierten Quartal die kalte Witterung für einen positiven Absatzeffekt. Ferner wirkte sich die einsetzende konjunkturelle Erholung begünstigend auf die Nachfrage der Industrie aus. Dieser Effekt zeigt sich sowohl bei der indirekt über die Weiterverteiler belieferten Industrie als auch im Segment der direkt von E.ON Ruhrgas belieferten Industrie. Der erhöhte Auslandsabsatz trug rund 22 Mrd kWh zur gesamten Absatzsteigerung der E.ON Ruhrgas AG bei. Im Geschäftsjahr 2010 konnten zusätzliche Mengen vor allem an Kunden in Luxemburg, Österreich und Schweden geliefert werden. Darüber hinaus wurde der Kurzfristhandel mit der Market Unit Energy Trading ausgeweitet. Der Rückgang des Absatzes der übrigen Beteiligungen resultierte in erster Linie aus einem wettbewerbsbedingt geringeren Gasabsatz von E.ON Földgáz Trade in Ungarn sowie aus dem Wegfall des Absatzes der im vierten Quartal 2009 verkauften Thüga-Gruppe.

Der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm bei UK um 13 Prozent zu. Ursache hierfür war vor allem die sehr kühle Witterung im ersten und vierten Quartal 2010. Zusätzlich wirkte sich die gestiegene Kundenzahl positiv aus, was durch anhaltende Energiesparmaßnahmen teilweise kompensiert wurde. Der Gasabsatz an Industrie- und Geschäftskunden ging durch Änderungen innerhalb des Kundenbestands deutlich zurück. Die kühlere Witterung wirkte sich leicht positiv aus.

Der Gasabsatz von Nordic ging im Wesentlichen durch den Verlust von zwei größeren Kunden und gesunkener Großhandelsmengen um 0,3 Mrd kWh zurück. Teilweise kompensierend wirkte sich der Absatzzuwachs aufgrund der vergleichsweise niedrigen Temperaturen aus. Der Wärmeabsatz stieg vor allem witterungsbedingt um 11 Prozent auf 8,8 Mrd kWh (Vorjahr: 7,9 Mrd kWh).

Im Segment Neue Märkte setzte Italy 17,8 Mrd kWh (Vorjahr: 25,7 Mrd kWh) Gas ab. Der Absatz verteilte sich auf Privatkunden (11,0 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (3,5 Mrd kWh) und den Großhandelsmarkt (3,3 Mrd kWh). Der Absatzzrückgang ist vor allem auf die gesunkene Kundenzahl im Industriekundensegment und den gegenüber dem Vorjahr fehlenden Absatz an Vertriebspartner zurückzuführen.

Gasabsatz (ohne Pan-European Gas)														
in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		Summe	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Privat- und kleinere Geschäftskunden	64,5	58,1	59,9	52,8	0,3	0,2	-	-	11,0	10,3	-	-	135,7	121,4
Industrie- und Geschäftskunden	68,2	60,1	14,5	18,5	3,8	4,0	-	-	3,5	7,4	-	-	90,0	90,0
Vertriebspartner	20,6	22,9	-	-	-	-	-	-	-	2,4	-	-	20,6	25,3
<b>Kundengruppen</b>	<b>153,3</b>	<b>141,1</b>	<b>74,4</b>	<b>71,3</b>	<b>4,1</b>	<b>4,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14,5</b>	<b>20,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>246,3</b>	<b>236,7</b>
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	5,2	5,0	-	-	0,2	0,4	836,6	753,8	3,3	5,6	-272,6	-318,7	572,7	446,1
<b>Summe</b>	<b>158,5</b>	<b>146,1</b>	<b>74,4</b>	<b>71,3</b>	<b>4,3</b>	<b>4,6</b>	<b>836,6</b>	<b>753,8</b>	<b>17,8</b>	<b>25,7</b>	<b>-272,6</b>	<b>-318,7</b>	<b>819,0</b>	<b>682,8</b>

## Geschäftsentwicklung

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2010 haben wir, wie viele andere Energieunternehmen, mit den Folgen der Wirtschaftskrise kämpfen müssen. Während sich die Konjunktur in Deutschland und vielen Ländern Nordeuropas dank der vorausschauenden und besonnenen Politik in der Krise schnell und ohne nachhaltige Verwerfungen erholt hat, kommt die Wirtschaft in vielen anderen europäischen Ländern nur schleppend in Fahrt. Der Energieverbrauch und die Energieproduktion Europas liegen noch spürbar unter dem Vorkrisenniveau. Noch sind die notwendigen Anpassungsprozesse in der Energiewirtschaft an das veränderte Wettbewerbsumfeld nicht abgeschlossen. E.ON hat aber schon früh auf die Herausforderungen reagiert. Deswegen haben wir auch in diesem schwierigen Umfeld unsere Ergebnisziele erreicht. Das Adjusted EBIT des Geschäftsjahres 2010 lag mit 9,5 Mrd € leicht über dem hohen Vorjahresniveau, der bereinigte Konzernüberschuss lag mit 4,9 Mrd € leicht unter dem hohen Vorjahresergebnis.

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2010 durchgeführt.

### Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2010

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

#### Nicht fortgeführte Aktivitäten

Ende April 2010 hat E.ON mit der Pennsylvania Power & Light Corporation Verträge über den Verkauf des in der Market Unit US-Midwest gebündelten Strom- und Gasgeschäfts in den USA geschlossen. Die Transaktion konnte am 1. November 2010 vollzogen werden.

#### Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Mitte Dezember 2010 wurden die vertraglichen Vereinbarungen zum Verkauf der Anteile an der E.ON Rete in Italien, über die die Market Unit Italy das italienische Gasverteilnetz geführt hat, geschlossen. Der Vollzug der Transaktion wird für die erste Jahreshälfte 2011 erwartet.

Infolge des Abgangs der Thüga-Gruppe im Jahr 2009 wurden die in der Market Unit Pan-European Gas bilanzierten Beteiligungen an den Stadtwerken Duisburg und Karlsruhe (Vollzug Anfang 2011) als zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte ausgewiesen. Für die Beteiligung an den Stadtwerken Duisburg wird eine Veräußerung im ersten Halbjahr 2011 angestrebt.

Nach der Abgabe der Thüga-Gruppe konnte im Laufe des dritten Quartals ein konkreter Verhandlungsstand über die Abgabe der in der Market Unit Pan-European Gas bilanzierten 40-prozentigen Beteiligung an der HEAG Süd Hessische Energie AG erreicht werden. Der Vollzug der Transaktion soll im ersten Halbjahr 2011 erfolgen.

Im Zuge von Portfoliobereinigungen wurde eine Veräußerung der 50-prozentigen Beteiligung an der Europgas a.s. in der Tschechischen Republik angestrebt. Der Vollzug erfolgte Ende Juli 2010.

Ebenfalls im Rahmen von Portfoliobereinigungen beschloss E.ON die Abgabe von rund 21 Prozent der Anteile an der BKW FMB Energie in der Schweiz. Im Juli 2010 konnte der erste Teil der Transaktion mit der Abgabe von rund 14 Prozent der Anteile vollzogen werden.

Im vierten Quartal 2010 wurde im Rahmen von Portfoliobereinigungen ein Großteil der gehaltenen Beteiligung an Gazprom an die russische Vnesheconombank (VEB) veräußert.

Im Dezember 2008 wurde die Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, diverse Stromkapazitäten sowie das Höchstspannungsnetz in Deutschland abzugeben, wirksam. Die Verpflichtung gegenüber der EU-Kommission konnte im April 2010 vollständig erfüllt werden.

Aus Desinvestitionen wurden im Jahr 2010 insgesamt zahlungswirksame Effekte in Höhe von 9.601 Mio € (Vorjahr: 5.384 Mio €) realisiert.

## Umsatzentwicklung

Im Jahr 2010 lag der Umsatz im Wesentlichen durch einen höheren Außenumsatz der Market Unit Energy Trading infolge verstärkter Optimierungsaktivitäten über dem Vorjahresniveau. Darüber hinaus wirkten sich Währungsumrechnungseffekte und höhere Preise bei Nordic positiv aus.

Umsatz			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	42.651	41.419	+3
Pan-European Gas	20.896	20.640	+1
UK	10.547	10.097	+4
Nordic	4.486	3.348	+34
Energy Trading	47.948	41.251	+16
Neue Märkte	6.871	7.749	-11
Corporate Center	-40.536	-44.530	-
<b>Summe</b>	<b>92.863</b>	<b>79.974</b>	<b>+16</b>

## Central Europe

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz der Market Unit Central Europe um 1,2 Mrd € zu.

Umsatz			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Zentraleuropa West	38.844	39.715	-2
Reguliert	11.185	12.288	-9
Unreguliert	27.659	27.427	+1
Zentraleuropa Ost	5.721	5.323	+7
Sonstiges/Konsolidierung	-1.914	-3.619	-
<b>Central Europe</b>	<b>42.651</b>	<b>41.419</b>	<b>+3</b>

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert lagen die Umsatzerlöse um 1,1 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Geringere Umsätze aufgrund der Abgabe des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 konnten durch im Wesentlichen regulierungsbedingt höhere Netzentgelte im Verteilnetz nicht ausgeglichen werden.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert nahm der Umsatz um 0,2 Mrd € zu. Dieser Anstieg ist vor allem auf die zusätzliche Vermarktung von Strommengen aus erhaltenen Bezugsrechten ausländischer Kernkraftwerke und auf die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich gesenkte Gaspreise und die Abgabe von Stromerzeugungskapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der Europäischen Kommission aus.

Die Umsatzerlöse des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost erhöhten sich um 0,4 Mrd €. Die positive Entwicklung ist im Wesentlichen auf die erstmalige Einbeziehung von Gasgesellschaften in diesem Segment zurückzuführen.

Im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung waren im Wesentlichen infolge der Abgabe des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 weniger interne Umsätze zu eliminieren. Im Vergleich zum Vorjahr führte dies zu einem Anstieg der Umsätze um 1,7 Mrd €.

## Pan-European Gas

Der Umsatz der Market Unit Pan-European Gas stieg um 1 Prozent auf 20,9 Mrd € (Vorjahr: 20,6 Mrd €).

Umsatz			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	4.598	4.647	-1
Unreguliertes Geschäft	18.691	17.659	+6
Sonstiges/Konsolidierung	-2.393	-1.666	-
<b>Pan-European Gas</b>	<b>20.896</b>	<b>20.640</b>	<b>+1</b>

Im regulierten Geschäft ging der Umsatz um 49 Mio € beziehungsweise 1 Prozent zurück. Diese Entwicklung resultiert insbesondere aus einem rückläufigen Absatz von E.ON Földgáz Trade in Ungarn. Der Umsatz des Transportgeschäfts stieg, wobei der negative Einfluss des Ansatzes kostenbasierter Entgelte durch höhere Umsätze aus Regel-/Ausgleichsenergie überkompensiert wurde.

Im unregulierten Geschäft lag der Umsatz um 1 Mrd € oder 6 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Ein deutlicher Anstieg der Umsätze ist im Upstream-Geschäft zu verzeichnen. Dies ist insbesondere auf die erstmals ganzjährige Einbeziehung des Gasfeldes Yushno Russkoje in Sibirien sowie auf die Energiepreisentwicklung in England und Norwegen zurückzuführen. Im Gashandelsgeschäft stieg der Umsatz geringfügig, wobei der deutliche Anstieg des Gasabsatzes durch die Preisentwicklung nahezu vollständig kompensiert wurde.

Im Vorjahr wurden unter Sonstiges/Konsolidierung noch die Umsätze der Ende 2009 veräußerten Thüga ausgewiesen.

## UK

Der Umsatz der Market Unit UK stieg um 450 Mio €. In der Landeswährung erhöhte sich der Umsatz um 52 Mio £.

Umsatz			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	792	717	+10
Unreguliertes Geschäft	9.909	9.526	+4
Sonstiges/Konsolidierung	-154	-146	-
<b>UK</b>	<b>10.547</b>	<b>10.097</b>	<b>+4</b>
in Mio £			
Reguliertes Geschäft	680	639	+6
Unreguliertes Geschäft	8.500	8.488	-
Sonstiges/Konsolidierung	-132	-131	-
<b>UK</b>	<b>9.048</b>	<b>8.996</b>	<b>+1</b>

Im regulierten Geschäft nahm der Umsatz wegen positiver Währungsumrechnungseffekte sowie gestiegener Tarife und Absatzmengen um 75 Mio € zu.

Im unregulierten Geschäft erhöhte sich der Umsatz um 383 Mio € im Wesentlichen aufgrund von positiven Währungsumrechnungseffekten.

### Nordic

Der Umsatz der Market Unit Nordic stieg im Vergleich zum Vorjahr um 1.138 Mio € beziehungsweise 34 Prozent. In lokaler Währung erhöhte sich der Umsatz um 20 Prozent.

Umsatz			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	944	728	+30
Unreguliertes Geschäft	3.530	2.616	+35
Sonstiges/Konsolidierung	12	4	-
<b>Nordic</b>	<b>4.486</b>	<b>3.348</b>	<b>+34</b>
in Mio SEK			
Reguliertes Geschäft	9.002	7.731	+16
Unreguliertes Geschäft	33.666	27.782	+21
Sonstiges/Konsolidierung	118	43	-
<b>Nordic</b>	<b>42.786</b>	<b>35.556</b>	<b>+20</b>

Der Umsatz im regulierten Geschäft nahm um 216 Mio € auf 944 Mio € zu. Gründe hierfür waren vor allem witterungsbedingt größere Absatzmengen und höhere Tarife. Die Tarife in der Stromverteilung wurden zum 1. Januar angepasst, um die gestiegenen Kosten anderer Netzbetreiber (hauptsächlich von Svenska Kraftnät) sowie die hohen Investitionen in die Versorgungssicherheit zu decken. Darüber hinaus wirkten sich Währungsumrechnungseffekte positiv aus.

Im unregulierten Geschäft stieg der Umsatz um 914 Mio €, insbesondere wegen gestiegener Preise im Endkundengeschäft und höherer marktbasierter Transferpreise im Erzeugungsgeschäft sowie positiver Währungsumrechnungseffekte.

### Energy Trading

Der Umsatz der Market Unit Energy Trading lag mit 48 Mrd € aufgrund von höheren Marktpreisen insbesondere bei Mengen aus dem nichtfossilen Stromportfolio über dem Vorjahreswert. Die Umsatzerlöse des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Diese Methode führte zu dem Ausweis eines negativen Umsatzes.

Umsatz			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Eigenhandel	-36	190	-
Optimierung	47.984	41.061	+17
<b>Energy Trading</b>	<b>47.948</b>	<b>41.251</b>	<b>+16</b>

### Neue Märkte

Der Umsatz im Segment Neue Märkte ging um 11 Prozent auf 6,9 Mrd € zurück.

Umsatz			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Climate & Renewables	666	466	+43
Russia	1.252	973	+29
<i>in Mio RUB</i>	<i>50.344</i>	<i>42.931</i>	<i>+17</i>
Italy	3.564	4.964	-28
Spain	1.389	1.346	+3
<b>Neue Märkte</b>	<b>6.871</b>	<b>7.749</b>	<b>-11</b>

Climate & Renewables konnte den Umsatz um 43 Prozent steigern. Wesentliche Gründe waren der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten - hauptsächlich in den USA - und die im Berichtszeitraum vollständig in Betrieb befindlichen Anlagen in Italien.

Gründe für das Umsatzwachstum um 29 Prozent bei der Market Unit Russia waren die höheren Strompreise auf dem liberalisierten Markt. Diese Entwicklung wurde durch die einsetzende wirtschaftliche Erholung und die extremen Witterungsbedingungen im Jahr 2010 unterstützt. Zusätzlich wirkten sich die höheren Erzeugungsmengen im Kraftwerk Surgutskaya und die Aufwertung des Rubels positiv aus.

Der Umsatzrückgang bei der Market Unit Italy resultierte vor allem aus geringeren Absatzmengen an Energy Trading. Darüber hinaus enthielt der Vorjahreswert einen Beitrag von 137 Mio € aus Erzeugungskapazitäten, die Ende Juni 2009 an A2A verkauft wurden.

Bei der Market Unit Spain erhöhte sich der Umsatz im Vergleich zum Vorjahr wegen der erstmaligen Einbeziehung von Aktivitäten in Argentinien.

### 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 erhöhten sich um 11 Prozent beziehungsweise 56 Mio € auf 588 Mio € (Vorjahr: 532 Mio €). Dies resultierte im Wesentlichen aus Engineering-Leistungen im Netzbereich im Zusammenhang mit Neubauprojekten.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 36 Prozent auf 15.961 Mio € (Vorjahr: 24.942 Mio €) gesunken. Gründe waren insbesondere geringere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 5.177 Mio € (10.849 Mio €) und aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 6.046 Mio € (7.458 Mio €). Wie im Vorjahr ergaben sich wesentliche Auswirkungen bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten. Diese betreffen im Wesentlichen die Kohle-, Öl- und Gaspositionen. Kompensierende Effekte fielen dagegen in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen an. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen – vor allem durch die Veräußerung unserer Anteile an Gazprom sowie die Abgabe von Stromkapazitäten und des Höchstspannungsnetzes (transpower) im Rahmen unserer Verpflichtungszusage an die EU-Kommission – betragen 3.478 Mio € (5.307 Mio €). In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen und Rückstellungen sowie vereinnahmte Schadensersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Anstieg um 12.552 Mio € auf 73.575 Mio € (Vorjahr: 61.023 Mio €). Ursache hierfür war in erster Linie das im Jahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr gestiegene Geschäftsvolumen.

Der Personalaufwand erhöhte sich 2010 um 123 Mio € auf 5.281 Mio €.

Die Abschreibungen lagen mit 6.457 Mio € deutlich über dem Vorjahreswert von 3.806 Mio €. Gründe hierfür waren vor allem außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Goodwill von rund 1,1 Mrd € und auf das sonstige Anlagevermögen in Höhe von 1,5 Mrd € bei den von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich (siehe Erläuterungen in Textziffer 14 des Anhangs).

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich um 40 Prozent beziehungsweise 8.887 Mio € auf 13.597 Mio € (Vorjahr: 22.484 Mio €). Dies ist im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 4.936 Mio € (11.095 Mio €) und geringere Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten von 3.559 Mio € (5.701 Mio €) zurückzuführen.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen lag bei 663 Mio €, verglichen mit 941 Mio € im Vorjahr. Dies ist vor allem auf das entfallene Ergebnis der Thüga-Beteiligungen zurückzuführen, die im vierten Quartal 2009 verkauft wurden.

## Entwicklung des Adjusted EBIT

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts diente bei E.ON bis Ende 2010 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 23 des Anhangs).

Im Berichtszeitraum 2010 konnten wir das Adjusted EBIT trotz der Ergebnisbelastungen aus der Abgabe von Stromkapazitäten und dem Verkauf des Höchstspannungsnetzes sowie der Thüga-Beteiligungen um 163 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert steigern. Die wesentlichen Gründe waren

- höhere Tarife und Absatzmengen im regulierten Geschäft, niedrige Temperaturen und operative Verbesserungen bei UK,
- gestiegene Absatzmengen und höhere Tarife bei Nordic,
- höhere Margen bei Energy Trading und
- gesteigerte Erzeugungskapazitäten bei Climate & Renewables sowie höhere Margen bei Russia.

Adjusted EBIT			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	4.743	4.832	-2
Pan-European Gas	1.471	1.754	-16
UK	890	649	+37
Nordic	580	549	+6
Energy Trading	1.196	949	+26
Neue Märkte	908	862	+5
Corporate Center	-334	-304	-
<b>Summe</b>	<b>9.454</b>	<b>9.291</b>	<b>+2</b>

## Central Europe

Das Adjusted EBIT der Market Unit Central Europe lag um 89 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Central Europe				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Zentraleuropa West	5.499	5.786	4.239	4.583
<i>Reguliert</i>	1.923	1.688	1.289	1.061
<i>Unreguliert</i>	3.576	4.098	2.950	3.522
Zentraleuropa Ost	795	641	499	359
Sonstiges/Konsolidierung	168	39	5	-110
<b>Summe</b>	<b>6.462</b>	<b>6.466</b>	<b>4.743</b>	<b>4.832</b>

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert belastete die Abgabe des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 das Ergebnis. Insbesondere durch regulierungsbedingt höhere Entgelte sowohl im Strom- als auch Gasnetz wurde dies mehr als kompensiert. Das Adjusted EBIT stieg um 228 Mio € über den Vorjahreswert.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert nahm das Ergebnis um 572 Mio € gegenüber dem Vorjahr ab. Entfallene Ergebnisbeiträge, unter anderem aus dem Abgang von Stromerzeugungskapazitäten, und eine rückläufige Marge im Gasgeschäft konnten durch Effizienzsteigerungen und die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke nicht ausgeglichen werden.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost lag um 140 Mio € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg resultierte aus einem positiven energiewirtschaftlichen Ergebnis der Erstkonsolidierung von Gasgesellschaften, niedrigeren konjunkturbedingten Belastungen sowie positiven Währungsumrechnungseffekten.

Der Anstieg des Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Sonstiges/Konsolidierung auf 5 Mio € war unter anderem auf Ergebnisbelastungen im Vorjahr durch die Wirtschafts- und Finanzkrise zurückzuführen.

### Pan-European Gas

Das Adjusted EBIT von Pan-European Gas lag mit 1.471 Mio € um 283 Mio € beziehungsweise 16 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Pan-European Gas				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	690	918	538	761
Unreguliertes Geschäft	1.375	1.085	967	751
Sonstiges/Konsolidierung	-34	272	-34	242
<b>Summe</b>	<b>2.031</b>	<b>2.275</b>	<b>1.471</b>	<b>1.754</b>

Im regulierten Geschäft sank das Adjusted EBIT um 223 Mio € beziehungsweise 29 Prozent auf 538 Mio €. Auf das Ergebnis des Transportgeschäftes wirkten sich die seit dem 1. Oktober 2009 angesetzten kostenbasierten Entgelte sowie geringere Beteiligungserträge aus assoziierten Unternehmen belastend aus. Der Ergebnisbeitrag von E.ON Ruhrgas International verzeichnete im Vorjahresvergleich einen Rückgang. Ein verringertes Beteiligungsergebnis aus assoziierten Unternehmen wurde durch höhere Buchgewinne aus dem Verkauf von Beteiligungen zum Teil ausgeglichen. Das Ergebnis von E.ON Földgáz Trade ist durch die 2010 eingeführte und für die Jahre von 2010 bis 2012 gültige umsatzabhängige Krisensteuer belastet.

Das Adjusted EBIT im unregulierten Geschäft legte um 216 Mio € zu. Dazu trug insbesondere das Explorationsgeschäft bei. Das Upstream-Geschäft profitierte von der erstmals ganzjährigen Einbeziehung des Gasfeldes Yushno Russkoje sowie von gestiegenen Ölpreisen. Im Gashandelsgeschäft der E.ON Ruhrgas AG wurde der positive Effekt aus dem Anstieg des Gasabsatzes durch den insbesondere seit Beginn des neuen Gaswirtschaftsjahres am 1. Oktober 2010 verstärkten wettbewerbsbedingten Druck auf die Verkaufspreise zu großen Teilen kompensiert. Die Dividende aus der Gazprom-Beteiligung verzeichnete gegenüber dem Vorjahr einen Anstieg.

Unter Sonstiges/Konsolidierung wurde im Vorjahr noch der Ergebnisbeitrag der Ende 2009 verkauften Thüga ausgewiesen.

### UK

Das Adjusted EBIT von UK nahm um 241 Mio € zu.

UK				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	583	525	456	407
Unreguliertes Geschäft	843	613	527	308
Sonstiges/Konsolidierung	-84	-58	-93	-66
<b>Summe</b>	<b>1.342</b>	<b>1.080</b>	<b>890</b>	<b>649</b>

in Mio £				
in Mio £	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	500	468	391	363
Unreguliertes Geschäft	723	546	452	275
Sonstiges/Konsolidierung	-73	-52	-80	-59
<b>Summe</b>	<b>1.150</b>	<b>962</b>	<b>763</b>	<b>579</b>

Das Ergebnis im regulierten Geschäft stieg wegen höherer Tarife und Absatzmengen um 49 Mio €.

Für den Ergebnisanstieg von 219 Mio € im unregulierten Geschäft waren insbesondere operative Verbesserungen im Endkundengeschäft und eine Kombination von gesteigener Nachfrage im Jahresverlauf durch die niedrigen Temperaturen und verminderter Kosten im Großhandel während des ersten Halbjahres verantwortlich.

## Nordic

Bei der Market Unit Nordic stieg das Adjusted EBIT in der Berichtswährung um 31 Mio € beziehungsweise 6 Prozent. In lokaler Währung verminderte sich das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent.

Nordic				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	448	342	313	226
Unreguliertes Geschäft	530	514	299	348
Sonstiges/Konsolidierung	-3	9	-32	-25
<b>Summe</b>	<b>975</b>	<b>865</b>	<b>580</b>	<b>549</b>
in Mio SEK				
Reguliertes Geschäft	4.276	3.633	2.988	2.401
Unreguliertes Geschäft	5.054	5.458	2.856	3.698
Sonstiges/Konsolidierung	-28	94	-317	-269
<b>Summe</b>	<b>9.302</b>	<b>9.185</b>	<b>5.527</b>	<b>5.830</b>

Im regulierten Geschäft nahm das Adjusted EBIT um 87 Mio € beziehungsweise 38 Prozent zu. Ursachen hierfür waren vor allem witterungsbedingt gestiegene Absatzmengen und höhere Tarife. Zusätzlich wirkten sich Währungsumrechnungseffekte positiv aus.

Das Adjusted EBIT im unregulierten Geschäft verringerte sich im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 49 Mio € beziehungsweise 14 Prozent, insbesondere aufgrund von geänderten Schätzungen für zukünftige Rückbaukosten im Nuklearbereich. Teilweise wurde dies durch höhere marktbasiertere Transferpreise und Absatzmengen kompensiert. Währungsumrechnungseffekte waren ein weiterer positiver Faktor.

## Energy Trading

Das Adjusted EBIT der Market Unit Energy Trading lag bei insgesamt 1.196 Mio €. Auf den Optimierungsbereich, der im Wesentlichen der Risikobegrenzung und der Optimierung von Erzeugung und Produktion im E.ON-Konzern dient, entfielen aufgrund höherer Margen im Strom- und Gasbereich 1.303 Mio €. Der Eigenhandel wurde von einem schwierigen Marktumfeld negativ beeinflusst und wies einen Verlust von 107 Mio € aus.

Energy Trading				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Eigenhandel	-105	127	-107	124
Optimierung	1.310	834	1.303	825
<b>Summe</b>	<b>1.205</b>	<b>961</b>	<b>1.196</b>	<b>949</b>

## Neue Märkte

Das Adjusted EBIT im Segment Neue Märkte nahm um 5 Prozent auf 908 Mio € zu.

Neue Märkte				
in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Climate & Renewables	452	293	240	146
Russia	377	203	250	73
<i>in Mio RUB</i>	<i>15.180</i>	<i>8.959</i>	<i>10.062</i>	<i>3.209</i>
Italy	526	821	297	540
Spain	231	227	121	103
<b>Summe</b>	<b>1.586</b>	<b>1.544</b>	<b>908</b>	<b>862</b>

Die Market Unit Climate & Renewables konnte das Adjusted EBIT im Wesentlichen durch den erheblichen Anstieg der Erzeugungskapazitäten deutlich erhöhen.

Bei Russia stieg das Adjusted EBIT im Berichtszeitraum vornehmlich durch eine verbesserte Strommarge um 177 Mio €.

Das Adjusted EBIT von Italy betrug 297 Mio €. Ursache für den Rückgang ist vor allem ein Einmaleffekt aus Vertragsneuverhandlungen im Strombereich, der im Vorjahr enthalten war, und die Abgabe von Kraftwerkskapazitäten an A2A Ende Juni 2009.

Das Adjusted EBIT der Market Unit Spain von insgesamt 121 Mio € entfällt mit 47 Mio € auf den Erzeugungsbereich und mit 77 Mio € auf das Verteilnetzgeschäft. Im Verteilnetzgeschäft waren verbesserte Margen die wesentlichen Einflussfaktoren. Zusätzlich wirkte sich die Einbeziehung von Aktivitäten in Argentinien (vormals Beteiligung von US-Midwest) mit 7 Mio € positiv aus.

## Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG lag mit 5,9 Mrd € um 30 Prozent und das entsprechende Ergebnis je Aktie mit 3,07 € um 31 Prozent unter den Vorjahreswerten von 8,4 Mrd € beziehungsweise 4,42 €.

Konzernüberschuss			
in Mio €	2010	2009	+/- %
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>9.454</b>	<b>9.291</b>	<b>+2</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-2.257	-2.201	-
Netto-Buchgewinne	2.873	4.815	-
Restrukturierung/ Kostenmanagement	-621	-443	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-386	38	-
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>9.063</b>	<b>11.500</b>	<b>-21</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.946	-2.858	-
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>7.117</b>	<b>8.642</b>	<b>-18</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-836	27	-
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>6.281</b>	<b>8.669</b>	<b>-28</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>5.853</i>	<i>8.420</i>	<i>-30</i>
<i>Minderheitsanteile</i>	<i>428</i>	<i>249</i>	<i>+72</i>

Das wirtschaftliche Zinsergebnis lag mit -2.257 Mio € auf dem Vorjahresniveau von -2.201 Mio €. Hierbei standen dem höheren Zinsaufwand unter anderem aus der einmaligen Berücksichtigung des Zinsnachteils aus den Vorausleistungen in den Fonds zur Förderung der Erneuerbaren Energien geringere Zinsen aufgrund der im Jahresverlauf niedrigeren Netto-Verschuldung gegenüber.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2010	2009
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-2.303	-2.273
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	46	72
<b>Summe</b>	<b>-2.257</b>	<b>-2.201</b>

Im Geschäftsjahr 2010 lagen die Netto-Buchgewinne um 1,9 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Dies ist auf die Abgabe von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission zurückzuführen. Die hieraus resultierenden Buchgewinne waren im Jahr 2009 erheblich höher als im Berichtszeitraum. Im Jahr 2010 wirkten sich die Buchgewinne aus der Veräußerung von Gazprom-Anteilen und der Abgabe des Höchstspannungsnetzes (transpower) positiv aus.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind 2010 im Vergleich zum Vorjahr um rund 178 Mio € gestiegen. 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. Im Jahr 2010 fielen darüber hinaus höhere Kosten im Rahmen unseres Projekts PerformtoWin als im Vorjahr an.

Das sonstige nicht operative Ergebnis war vor allem durch die außerplanmäßigen Wertberichtigungen auf Goodwill von rund 1,1 Mrd € und auf das sonstige Anlagevermögen in Höhe von 1,5 Mrd € bei den von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich geprägt (siehe Erläuterungen in Textziffer 14 des Anhangs). Dagegen resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird, zum 31. Dezember 2010 ein positiver Effekt von rund 2,7 Mrd € gegenüber etwa 1,1 Mrd € zum Vorjahresstichtag. Darüber hinaus war das Vorjahresergebnis vor allem durch das Bußgeld wegen angeblicher Marktabsprachen zwischen E.ON Ruhrgas und GdF Suez in Höhe von 553 Mio € belastet.

Im Jahr 2010 wird für die fortgeführten Aktivitäten ein Steuer Aufwand von 1,9 Mrd € ausgewiesen. Die effektive Steuerquote beträgt 22 Prozent gegenüber 25 Prozent im Vorjahr und ist im Wesentlichen durch höhere steuerfreie Ergebnisse, insbesondere aus der Veräußerung von Gazprom-Anteilen zum Jahresende, gesunken.

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

## 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 €	2010	2009	+/- %
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	5.853	8.420	-30
Netto-Buchgewinne	-2.873	-4.815	-
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	621	443	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	386	-38	-
Steuern und Minderheitsanteile auf das neutrale Ergebnis	171	1.130	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-112	-20	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	836	-23	-
<b>Summe</b>	<b>4.882</b>	<b>5.097</b>	<b>-4</b>

## Wertmanagement

### Konzernweit einheitliches Wertmanagement

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

Neben unserer bisher 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 Finanzierungsbedingungen des E.ON-Konzerns nach Steuern an. Die Prämissen der Kapitalkostenfestlegung werden jährlich überprüft. Eine Anpassung der Kapitalkosten erfolgt bei signifikanten Änderungen.

Aufgrund deutlicher Veränderungen von einzelnen Prämissen haben wir unsere Kapitalkosten im abgelaufenen Geschäftsjahr angepasst.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern. Die im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Kapitalkosten sind im Wesentlichen auf das niedrigere Marktzinsniveau zurückzuführen. 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.

Insgesamt führte die Neufestlegung der Parameter zu einer Veränderung der Kapitalkosten vor Steuern des E.ON-Konzerns für das Jahr 2010 von 9,1 Prozent auf 8,3 Prozent. Die Kapitalkosten nach Steuern sanken von 6,7 Prozent auf 6,1 Prozent. Die Renditeanforderungen für die einzelnen Segmente wurden ebenfalls angepasst. Sie variierten für das abgelaufene Geschäftsjahr zwischen 8,2 Prozent und 10,6 Prozent vor Steuern.

Kapitalkosten		
	2010	2009
Risikoloser Zinssatz	4,0 %	4,5 %
Marktprämie <sup>1)</sup>	4,0 %	4,0 %
Beta-Faktor <sup>2)</sup>	0,84	0,88
<b>Eigenkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>7,4 %</b>	<b>8,0 %</b>
Steuersatz	27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern	10,1 %	11,0 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	5,0 %	5,7 %
Tax Shield (27 %) <sup>3)</sup>	1,3 %	1,5 %
<b>Fremdkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>3,7 %</b>	<b>4,2 %</b>
Anteil Eigenkapital	65,0 %	65,0 %
Anteil Fremdkapital	35,0 %	35,0 %
<b>Kapitalkosten nach Steuern</b>	<b>6,1 %</b>	<b>6,7 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>8,3 %</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 €	2010	2009
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>9.454</b>	<b>9.291</b>
Goodwill, immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen <sup>1)</sup>	83.528	79.336
+ Beteiligungen	8.544	12.783
+ Vorräte	4.064	4.320
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	15.819	11.300
+ Übrige unverzinsliche Vermögenswerte inkl. aktiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	23.709	23.631
- Unverzinsliche Rückstellungen <sup>2)</sup>	8.006	7.441
- Unverzinsliche Verbindlichkeiten inkl. passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	46.224	43.959
- Bereinigungen <sup>3)</sup>	1.076	2.588
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten zum Stichtag</b>	<b>80.358</b>	<b>77.382</b>
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten im Jahresdurchschnitt<sup>4)</sup></b>	<b>79.553</b>	<b>76.199</b>
<b>ROCE</b>	<b>11,9 %</b>	<b>12,2 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>8,3 %</b>	<b>9,1 %</b>
<b>Value Added</b>	<b>2.864</b>	<b>2.362</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 31.3.2010 78.783 Mio €, zum 30.6.2010 82.426 Mio € und zum 30.9.2010 78.817 Mio €.

## Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2010

Trotz der Ergebnisbelastungen aus der Abgabe von Stromkapazitäten und des Verkaufs des Höchstspannungsnetzes 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 11,9 Prozent lagen wir im Jahr 2010 erneut deutlich über den Kapitalkosten vor Steuern. Der Value Added beläuft sich für das abgelaufene Geschäftsjahr auf 2.864 Mio €.

## Wertentwicklung nach Geschäftsbereichen

in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas <sup>1)</sup>		UK		Nordic	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Adjusted EBIT	4.743	4.832	1.471	1.754	890	649	580	549
÷ Capital Employed	23.152	22.171	18.591	17.638	9.341	8.947	7.343	6.098
= ROCE	20,5 %	21,8 %	7,9 %	9,9 %	9,5 %	7,3 %	7,9 %	9,0 %
Kapitalkosten <sup>2)</sup>	8,4 %	9,2 %	8,2 %	8,8 %	9,0 %	9,8 %	8,3 %	9,3 %
Value Added	2.801	2.793	-56	194	47	-224	-29	-18

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

### Central Europe

Im vergangenen Jahr hat Central Europe mit 20,5 Prozent eine Rendite leicht unter dem Vorjahreswert, jedoch weiterhin deutlich über den Kapitalkosten erzielt. Der Value Added ist leicht gestiegen. Der Anstieg ergibt sich trotz höherer Kapitalbasis, die vor allem aus höheren Investitionen in Sachanlagen resultiert, aufgrund der um 0,8 Prozentpunkte niedrigeren Kapitalkosten.

### Pan-European Gas

Die Rendite der Market Unit Pan European Gas ist im abgelaufenen Geschäftsjahr auf 7,9 Prozent gesunken und liegt damit unterhalb der Kapitalkosten. Der Rückgang ist insbesondere auf die anhaltend schwierige Marktlage im Gasgeschäft und den Wegfall des Ergebnisbeitrags der Thüga zurückzuführen. Ferner stieg die Kapitalbasis trotz Abgang der Thüga-Aktivitäten und Veräußerung der Gazprom-Anteile unter anderem durch den Anteilserwerb am Gasfeld Yushno Russkoje im Oktober 2009 sowie durch Investitionen im Upstream-Bereich und in die gaswirtschaftliche Infrastruktur.

### UK

UK hat im vergangenen Jahr einen Anstieg des ROCE auf 9,5 Prozent zu verzeichnen und liegt damit über den Kapitalkosten. Diese positive Entwicklung ist vor allem auf den deutlichen Ergebnisanstieg im unregulierten Geschäft zurückzuführen. Hierzu haben vor allem Effizienzsteigerungen sowie eine wetterbedingt erhöhte Nachfrage im Vertriebsgeschäft beigetragen. Der Anstieg 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 7,9 Prozent. Damit liegt der Wert leicht unter dem Kapitalkostenniveau. Die Entwicklung des ROCE basiert hauptsächlich auf ergebnisseitigen nicht beeinflussbaren externen Effekten wie höheren Kosten für Brennstoffentsorgung und Stilllegung. Darüber hinaus tragen niedrigere Produktionsvolumina aufgrund einer geringeren Verfügbarkeit, basierend auf Erweiterungs- und Modernisierungsprojekten in der Kernenergie, zu einem niedrigeren Ergebnis bei. Die Zunahme des gebundenen Kapitals ist hauptsächlich auf Investitionsprojekte im Bereich Kernkraft und im Stromnetz sowie Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen.

Energy Trading		Neue Märkte		Corporate Center		E.ON-Konzern	
2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
1.196	949	908	862	-334	-304	9.454	9.291
-	-	20.216	19.067	1.261	1.751	79.553	76.199
-	-	4,5 %	4,5 %	-	-	11,9 %	12,2 %
-	-	10,6 %	10,4 %	-	-	8,3 %	9,1 %
-	-	-1.233	-1.125	-	-	2.864	2.362

### 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

Erwartungsgemäß werden sich die aus den langfristig ausgerichteten Investitionen resultierenden Ergebnissteigerungen und Wertbeiträge erst in den kommenden Jahren einstellen.

## Entwicklung der Investitionen

Im Geschäftsjahr 2010 haben sich die Investitionen auf 8,3 Mrd € verringert. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 7,9 Mrd € (Vorjahr: 7,8 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betragen 382 Mio € gegenüber 824 Mio € im Vorjahr.

Investitionen			
in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	3.192	3.256	-2
Pan-European Gas	1.244	1.610	-23
UK	1.029	897	+15
Nordic	730	1.104	-34
Energy Trading	16	53	-70
Neue Märkte	1.975	1.881	+5
Corporate Center	100	-146	-
<b>Summe</b>	<b>8.286</b>	<b>8.655</b>	<b>-4</b>
<i>Ausland</i>	<i>5.924</i>	<i>6.099</i>	<i>-3</i>
<i>Instandhaltungsinvestitionen</i>	<i>1.110</i>	<i>1.108</i>	<i>-</i>

Im abgelaufenen Geschäftsjahr investierte die Market Unit Central Europe 64 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte erhöhten sich um 64 Mio € auf 3.103 Mio €. Auf die Stromerzeugung entfielen mit 1.755 Mio € um 18 Mio € höhere Ausgaben. Höhere Auszahlungen für die Kraftwerksprojekte Gönyü, Maasvlakte und Irsching 4 wurden dabei durch im Jahresvergleich geringere Investitionen in Kraftwerke, die im Verlauf des Jahres bereits fertiggestellt wurden, weitgehend kompensiert. Im Bereich Netz lagen die Investitionen mit 1.186 Mio € um 83 Mio € über dem Vorjahr. Dies ist auf höhere Investitionen im Verteilnetz, insbesondere auch im Zusammenhang mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, zurückzuführen. Dadurch wurde der Effekt aus der Abgabe des Höchstspannungsnetzes mehr als ausgeglichen. Im Jahr 2009 waren noch ganzjährig Investitionen in diese Spannungsebene, insbesondere in die Netzanbindung von Offshore-Windparks, enthalten. Die Beteiligungsinvestitionen lagen mit 89 Mio € um 128 Mio € unter dem Vergleichswert.

Die Investitionen in der Market Unit Pan-European Gas betragen 1.244 Mio €. Hiervon entfielen 1.102 Mio € (Vorjahr: 1.117 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 reduzierten sich auf 142 Mio € (Vorjahr: 493 Mio €). Der hohe Vorjahreswert ist unter anderem auf Auszahlungen im Zusammenhang mit dem Anteilserwerb am Gasfeld Yushno Russkoje zurückzuführen.

Die Market Unit UK investierte im Berichtszeitraum rund 1.006 Mio € (Vorjahr: 864 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Die Ausgaben betrafen im Wesentlichen den Kraftwerkspark, einschließlich des Baus des Gaskraftwerks Grain, und Investitionen in das Netzgeschäft. Die Beteiligungsinvestitionen lagen bei 23 Mio € (33 Mio €).

Nordic investierte insgesamt 374 Mio € weniger als im Vorjahr. In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte wurden 726 Mio € (Vorjahr: 810 Mio €) zur Instandhaltung und zum Ausbau der Kraftwerke sowie zur Verbesserung und zum Ausbau des Verteilnetzes investiert. Die Beteiligungsinvestitionen betragen 4 Mio € (294 Mio €). Der hohe Vorjahreswert beinhaltete eine Ausgleichszahlung an Statkraft.

Im Segment Neue Märkte wurden 1.975 Mio € (Vorjahr: 1.881 Mio €) investiert. Bei Climate & Renewables lagen die Investitionen mit 1.163 Mio € über dem Vorjahresniveau von 1.031 Mio €. Der leichte Anstieg war durch Auszahlungen im Zusammenhang mit der Fertigstellung des Offshore-Windparks Rødsand 2 in Dänemark bedingt. Die Market Unit Russia investierte 434 Mio € (403 Mio €), besonders im Rahmen des Neubauprogramms. Die Investitionen bei Italy von 93 Mio € (172 Mio €) entfielen hauptsächlich auf die Sanierung des Wasserkraftwerks Terni und das Verteilnetz. Bei Spain lagen die Investitionen bei 285 Mio € (275 Mio €) und betrafen im Wesentlichen Auszahlungen für das 817-MW-Gaskraftwerk Algeciras.

## Cashflow und Finanzposition

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

Der operative Cashflow lag mit 10,6 Mrd € um 24 Prozent über dem Vorjahreswert von 8,6 Mrd €. Wesentliche Gründe hierfür sind operative, zahlungswirksame Effekte im Zusammenhang mit der Steigerung des Adjusted EBITDA und die Belastung des operativen Cashflows des Vorjahres durch eine Bußgeldzahlung an die Europäische Kommission. Zudem fielen im Vorjahr zahlungsunwirksame Einmaleffekte im Adjusted EBITDA an, wie beispielsweise die Neuverhandlung der Stromlieferverträge in Italien. Im Berichtszeitraum 2010 wirkten sich Effekte aus der Speicherbeschäftigung im Gasbereich negativ auf den operativen Cashflow aus, während sich die weiteren Working-Capital-Veränderungen im Gesamtkonzern im Wesentlichen saldierten. Deutliche Verbesserungen beruhten dagegen auf geringeren Steuerzahlungen beziehungsweise Steuererstattungen.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag im Jahr 2010 bei rund 1,1 Mrd € (Vorjahr: -2,4 Mrd €). Dies ist vor allem auf höhere Einzahlungen aus dem Verkauf von Beteiligungen zurückzuführen. Darüber hinaus waren die Auszahlungen für Investitionen geringer als im Vorjahr.

Im Jahr 2010 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -9,9 Mrd € (Vorjahr: -5,2 Mrd €). Dies spiegelt vor allem die Rückzahlung von Finanzverbindlichkeiten sowie die Auszahlung an Minderheitsgesellschafter wider.

Weitere Informationen zur Kapitalflussrechnung befinden sich in Textziffer 29 im Anhang zum Konzernabschluss.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2009 (-27.991 Mio €) verbesserte sich unsere Netto-Finanzposition um 7.676 Mio € auf -20.315 Mio €. Wesentliche Gründe sind die Veräußerung unseres US-Geschäfts und der Gazprom-Beteiligung. Darüber hinaus reichte der operative Cashflow nahezu vollständig zur Finanzierung der Sachanlageinvestitionen und für die Dividendenzahlung der E.ON AG aus. Diese Effekte führten ebenfalls zu einer Verbesserung unserer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung. Dagegen wirkte sich der Anstieg der Entsorgungs- und Pensionsrückstellungen negativ aus, sodass sich unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung nur um 6.964 Mio € auf -37.701 Mio € (31. Dezember 2009: -44.665 Mio €) verbesserte.

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

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	31. Dezember	
	2010	2009
in Mio €		
Liquide Mittel	8.273	6.116
Langfristige Wertpapiere	3.903	3.670
<b>Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere</b>	<b>12.176</b>	<b>9.786</b>
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-31.799	-35.579
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-692	-2.198
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>-32.491</b>	<b>-37.777</b>
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>-20.315</b>	<b>-27.991</b>
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen <sup>1)</sup>	334	-6
Pensionsrückstellungen	-3.250	-2.884
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbaupflichtungen	-15.968	-15.050
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.498	1.266
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung</b>	<b>-37.701</b>	<b>-44.665</b>
Adjusted EBITDA	13.346	12.975
<b>Debt Factor</b>	<b>2,8</b>	<b>3,4</b>

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

Insbesondere aufgrund der Verbesserung unserer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung sank der Debt Factor im Jahr 2010 auf 2,8 im Vergleich zu 3,4 am 31. Dezember 2009.

## 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. Auf dem Capital Market Day am 10. November 2010 präsentierte E.ON nachfolgende Anpassungen in der Finanzstrategie, um in Zukunft auf die erhöhten Herausforderungen im regulatorischen und politischen Umfeld sowie auf den europäischen Strom- und Gasmärkten angemessen reagieren zu können.

Das von E.ON gesetzte Ratingziel liegt nun bei einem „Solid single A“. Mit dem neuen Ratingziel wird eine erhöhte Flexibilität geschaffen, die sicherstellt, dass E.ON nicht zwecks Einhaltung eines engen Ratingziels zu übereilten Handlungen gezwungen wird. Dies sichert zum Beispiel die wertoptimierende Umsetzung von Maßnahmen zur Verbesserung unserer Verschuldungskennzahlen, unter anderem durch Desinvestitionen.

Die Kapitalstruktur ist der Kern unserer Finanzstrategie und wird mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gemessen. Der Debt Factor 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. Außerdem werden die Netto-Marktwerte der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement) einbezogen. In vergangenen Jahren lag das Ziel für den Debt Factor innerhalb einer Bandbreite von 2,8 bis 3,3, die in Einklang stand mit dem parallel gültigen Zielrating von „A flat/A2“. Nun ist unser mittelfristiges Ziel für den Debt Factor ein Wert von kleiner oder gleich 3. Um diesen Zielwert sowie gleichzeitig die Einhaltung unseres neuen Ratingziels von „Solid single A“ sicherzustellen, hat E.ON auf dem Capital Market Day im November 2010 ein zusätzliches Programm zum Management der Portfolio- und Bilanzstruktur angekündigt. Dieses Programm hat Desinvestitionen bis Ende 2013 von rund 15 Mrd € zum Ziel. Mehr als 50 Prozent dieser Erlöse sollen zur Schuldenreduktion verwendet werden. Bereits in den Jahren 2009 und 2010 haben wir ein strategisches Programm zur Portfoliooptimierung erfolgreich abgeschlossen. Mit Verkaufserlösen von insgesamt rund 13 Mrd € haben wir dabei das ursprüngliche Ziel von 10 Mrd € deutlich übertroffen.

Ein weiteres wichtiges Element der Finanzstrategie ist unsere über die letzten Jahre stabile und kontinuierliche Dividendenpolitik, die wir weiter fortführen werden. Der Zielwert für unsere Ausschüttungsquote – und damit für die Dividende – liegt unverändert bei einer Bandbreite zwischen 50 und 60 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses. Für das Geschäftsjahr 2010 schlagen wir eine im Vergleich zum Vorjahr unveränderte Dividende von 1,50 € pro Aktie vor.

Darüber hinaus planen wir für die Geschäftsjahre 2011 und 2012 eine Dividende pro Aktie von mindestens 1,30 €. Auf diese Weise sichern wir unseren Aktionären eine langfristige und werthaltige Investition, die sich durch eine stabile Rendite auszeichnet.

## Finanzierungspolitik und -maßnahmen

Grundsätzlich verfolgt E.ON eine Finanzierungspolitik, die jederzeit Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen gewährleistet. Sicherergestellt wird dieses Ziel durch folgende 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 Regelfall werden externe Finanzierungen von der niederländischen Finanzierungsgesellschaft E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON AG oder von der E.ON AG selbst durchgeführt und die Mittel innerhalb des Konzerns weitergeleitet.

Im Jahre 2010 haben die E.ON AG bzw. die E.ON International Finance B.V. keine neuen Anleihen emittiert. Die im Jahr 2010 benötigten Mittel zur Finanzierung von Investitionen und Dividendenausschüttung konnten über den operativen Cashflow und Desinvestitionserlöse nahezu vollständig gedeckt werden. Gegen Ende 2010 haben wir zudem liquide Mittel zur vorzeitigen Rückführung von Finanzverbindlichkeiten im Gesamtvolumen von rund 1,1 Mrd € genutzt. Insgesamt konnten die Finanzverbindlichkeiten zum 31. Dezember 2010 um 5,3 Mrd € im Vergleich zum Vorjahr reduziert werden.

Auf Ebene der Market Units haben unsere englischen Tochtergesellschaften Central Networks East und West im Dezember 2010 zwei Anleihen über insgesamt 500 Mio £ begeben. Diese Transaktion diente einer Erweiterung unserer strategischen Flexibilität in Bezug auf dieses Verteilnetzgeschäft in England.

Alle derzeit ausstehenden Anleihen auf Ebene der E.ON AG und der E.ON International Finance B.V. wurden mit Ausnahme der im Jahr 2008 begebenen US-Anleihe unter dem Dokumentationsrahmen des Debt-Issuance-Programms emittiert. Das Programm lief nach einem Jahr Gültigkeit plangemäß im Dezember 2010 aus und wurde aufgrund des fehlenden kurz- bis mittelfristigen Finanzierungsbedarfs nicht umgehend aktualisiert. Zuletzt standen im Dezember 2010 im Rahmen des Debt-Issuance-Programms Schuldverschreibungen in Höhe von umgerechnet rund 24 Mrd € aus (gesamter Programmrahmen: 35 Mrd €). Eine erneute Verlängerung des Programms ist im Laufe des Jahres 2011 vorgesehen.

Die großen E.ON-Anleihen sind in relevanten Anleihen-Indizes enthalten, so zum Beispiel dem iBoxx EUR Non-Financials und dem iBoxx EUR 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. Während des letzten Jahres allerdings haben wir auf dieses Instrument immer weniger zurückgegriffen, sodass nach 1,5 Mrd € Ende 2009 keine Commercial Paper Ende 2010 ausstanden.

Finanzverbindlichkeiten		
in Mrd €	31. Dez. 2010	31. Dez. 2009
Anleihen <sup>1)</sup>	27,5	29,0
in EUR	16,6	18,3
in GBP	5,5	4,8
in USD	2,5	2,9
in CHF	1,6	1,5
in SEK	0,4	0,6
in JPY	0,7	0,7
in sonstigen Währungen	0,2	0,2
Schuldscheindarlehen	1,4	1,4
Commercial Paper	-	1,5
Sonstige Verbindlichkeiten	3,6	5,9
<b>Summe</b>	<b>32,5</b>	<b>37,8</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.

Mit Wirkung zum 25. November 2010 haben wir eine neue syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 6 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren abgeschlossen. Diese Kreditlinie ist nicht gezogen, sondern dient vielmehr als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns. Die neue syndizierte Kreditlinie ersetzt die zuvor bestehende Kreditlinie, deren beide Tranchen über Fälligkeiten im November 2010 beziehungsweise Dezember 2011 verfügten.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's (S&P) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A beziehungsweise von A2 bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-1 (S&P) und P-1 (Moody's). Die Bonitätsbeurteilungen beider Ratingagenturen liegen damit innerhalb des von E.ON angestrebten Ratingziels. In Veröffentlichungen im Februar 2011 von S&P und im Dezember 2010 von Moody's wurden das Langfrist- und Kurzfrist-Rating für E.ON von beiden Ratingagenturen 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

Am Ende des Jahres 2010 lag der Kurs der E.ON-Aktie um 17 Prozent (einschließlich wiederangelegter Dividende) unter dem Kurs zum Jahresende 2009 und entwickelte sich damit schlechter als der Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (-4 Prozent im selben Zeitraum).

Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter [www.eon.com](http://www.eon.com).

E.ON-Aktie		
	31. Dez. 2010	31. Dez. 2009
Ergebnis je Aktie <sup>1)</sup> (in €)	3,07	4,42
Dividende je Aktie in € <sup>2)</sup>	1,50	1,50
Anzahl ausstehender Aktien in Mio <sup>3)</sup>	1.905	1.905
Jahresendkurs in € <sup>3)</sup>	22,94	29,23
Marktkapitalisierung in Mrd € <sup>3) 4)</sup>	43,7	55,7

1) Anteil der Gesellschafter der E.ON AG  
 2) für das jeweilige Geschäftsjahr, Vorschlag für 2010  
 3) zum 30. Dezember  
 4) auf Basis ausstehender Aktien

Im Vergleich zum Vorjahresende verminderten sich die langfristigen Vermögenswerte zum 31. Dezember 2010 um 6 Prozent, vor allem durch die Veräußerung der Market Unit US-Midwest. Daneben wirkten sich die außerplanmäßigen Wertberichtigungen insbesondere auf Goodwill und auf das sonstige Anlagevermögen bei den von Enel/Acciona und Endesa erworbenen Aktivitäten in Italien, Spanien und Frankreich mindernd aus. Diese Effekte wurden zum Teil durch Investitionen in Sachanlagen kompensiert.

Die kurzfristigen Vermögenswerte nahmen um 17 Prozent zu. Gründe hierfür waren im Vergleich zum 31. Dezember 2009 vor allen Dingen die saisonbedingte Erhöhung von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie die Erhöhung von liquiden Mitteln, insbesondere durch den Zufluss des Kaufpreises aus der Veräußerung von US-Midwest.

Mit 30 Prozent lag die Eigenkapitalquote leicht über dem Stand von Ende Dezember 2009.

Die langfristigen Schulden gingen um 1 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück, vor allem durch die Tilgung von langfristigen Finanzschulden. Gegenläufig wirkte sich der Anstieg von langfristigen Rückstellungen aus. Die kurzfristigen Schulden lagen zum 31. Dezember 2010 auf dem Vorjahresniveau.

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen stiegen zwar, es wurden aber in leicht größerem Umfang kurzfristige Finanzschulden abgebaut.

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

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 43 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2009: 39 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 108 Prozent (31. Dezember 2009: 102 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

Das leicht über dem Vorjahresniveau liegende Adjusted EBIT und der im Vorjahresvergleich etwas geringere bereinigte Konzernüberschuss, die weiterhin positive Wertentwicklung, der starke operative Cashflow und die verbesserten Finanzkennziffern belegen die solide wirtschaftliche Lage des E.ON-Konzerns im Geschäftsjahr 2010.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	31. Dez. 2010	%	31. Dez. 2009	%
Langfristige Vermögenswerte	106.657	70	113.046	74
Kurzfristige Vermögenswerte	46.224	30	39.568	26
<b>Aktiva</b>	<b>152.881</b>	<b>100</b>	<b>152.614</b>	<b>100</b>
Eigenkapital	45.585	30	43.986	29
Langfristige Schulden	69.580	45	70.775	46
Kurzfristige Schulden	37.716	25	37.853	25
<b>Passiva</b>	<b>152.881</b>	<b>100</b>	<b>152.614</b>	<b>100</b>

## Jahresabschluss der E.ON AG

Der Jahresabschluss der E.ON AG ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) und des Aktiengesetzes aufgestellt. Durch die Erstanwendung des BilMoG zum 1. Januar 2010 wurden sowohl das außerordentliche Ergebnis als auch die Gewinnrücklagen beeinflusst.

Bilanz der E.ON AG (Kurzfassung)		
in Mio €	31. Dezember	
	2010	2009
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	134	146
Finanzanlagen	38.983	38.341
<b>Anlagevermögen</b>	<b>39.117</b>	<b>38.487</b>
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	19.310	23.267
Übrige Forderungen	5.835	4.909
Liquide Mittel	2.271	2.025
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>27.416</b>	<b>30.201</b>
<b>Gesamtvermögen</b>	<b>66.533</b>	<b>68.688</b>
Eigenkapital	13.648	12.453
Sonderposten mit Rücklageanteil	-	384
Rückstellungen	6.043	4.954
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	44.237	46.345
Übrige Verbindlichkeiten	2.605	4.552
<b>Gesamtkapital</b>	<b>66.533</b>	<b>68.688</b>

Deshalb wurden im Wesentlichen folgende bilanzielle Anpassungen durchgeführt: Der Sonderposten mit Rücklageanteil in Höhe von 384 Mio € wurde erfolgsneutral zugunsten der Gewinnrücklagen aufgelöst und die Finanzanlagen mit 74 Mio € erfolgsneutral zugunsten der Gewinnrücklagen zugeschrieben. Die zum 1. Januar 2010 auf der Aktivseite der Bilanz ausgewiesenen eigenen Anteile wurden mit 214,3 Mio € beim Eigenkapital abgesetzt. Ferner erhöhten sich die sonstigen langfristigen Rückstellungen aufgrund der erstmaligen Berücksichtigung zukünftiger Kosten- und Preissteigerungen um insgesamt 86 Mio €. Dieser Betrag wurde in der Gewinn- und Verlustrechnung im außerordentlichen Aufwand ausgewiesen.

Der Jahresüberschuss beträgt 3.811 Mio € gegenüber 3.834 Mio € im Vorjahr. Nach Einstellung von 953 Mio € in die anderen Gewinnrücklagen ergibt sich ein Bilanzgewinn von 2.858 Mio €.

## Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON AG (Kurzfassung)

in Mio €	2010	2009
Beteiligungsergebnis	6.742	6.689
Zinsergebnis	-1.324	-1.195
Übrige Aufwendungen und Erträge	-883	-487
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>4.535</b>	<b>5.007</b>
Außerordentlicher Aufwand	-86	-
Steuern	-638	-1.173
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>3.811</b>	<b>3.834</b>
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-953	-976
<b>Bilanzgewinn</b>	<b>2.858</b>	<b>2.858</b>

Das Beteiligungsergebnis der E.ON AG liegt mit 6.742 Mio € auf dem Niveau des Vorjahres. Die wesentlichen Gewinnabführungen (einschließlich der Konzernsteuerumlagen) im Jahr 2010 betragen von der E.ON Energie AG 2.796 Mio € (Vorjahr: 4.004 Mio €) und von der E.ON Ruhrgas Holding GmbH 3.840 Mio € (Vorjahr: 3.073 Mio €).

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 396 Mio € auf -883 Mio € verschlechtert. Gründe hierfür sind insbesondere der Anstieg von Abschreibungen auf Finanzanlagen in Höhe von 1.476 Mio €. Gegenläufig wirkten hier mit 893 Mio € Buchgewinne aus dem Abgang von Finanzanlagen und mit 171 Mio € positive Effekte aus Finanzgeschäften.

Die Steuern beinhalten sowohl für das Geschäftsjahr 2010 als auch für das Vorjahr die laufenden Ertragsteuern und aperiodische Steuern für noch offene Betriebsprüfungszeiträume.

Wir schlagen der Hauptversammlung am 5. Mai 2011 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 1,50 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Damit können wir die Dividende auf dem Vorjahresniveau halten. Auf diese Weise bleibt die E.ON-Aktie attraktiv für unsere Aktionäre.

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

## Angaben zu Übernahmehindernissen

Die Angaben nach § 289 Abs. 4 und § 315 Abs. 4 HGB sind Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts und befinden sich im Kapitel Angaben zu Übernahmehindernissen auf den Seiten 182 bis 184.

## Corporate Responsibility (CR)

Die Erwartungen der Gesellschaft gegenüber der Energiewirtschaft – insbesondere großen Energieunternehmen – werden zunehmend größer. Es geht für E.ON darum, Antworten auf Fragen rund um den Klimawandel, zur Energieeffizienz oder wie die zukünftige Energieversorgung aussehen soll, zu geben. Die CR-Organisation verfolgt das Ziel, auf die unterschiedlichen Interessen der Gesellschaft einzugehen und im Dialog mit unseren Stakeholdern zu stehen. Nur auf diese Weise bekommen wir weiterhin die Akzeptanz, unser Geschäft zu betreiben (License to operate) und neue Anlagen zur Stromerzeugung zu bauen (License to build). Der langfristige Erfolg unseres Geschäfts ist auch abhängig von der Einbindung von Stakeholder-Interessen und -Erwartungen an die Art und Weise, wie wir unser Geschäft betreiben.

Wir haben klare Ziele im Bereich Corporate Responsibility, Umwelt, Arbeitssicherheit und Gesundheit für die Themen, die unser Geschäft betreffen, definiert. Richtlinien und Standards und deren Implementierung sowie die Integration in wichtige Konzernstrategien haben dabei oberste Priorität. So haben wir unser Profil 2010 besonders in den Bereichen verantwortliche Brennstoffbeschaffung, Transparenz im Performance-Reporting und bei der Arbeitssicherheit für unsere Mitarbeiter und Kontraktoren geschärft.

Die Bewertungen am Kapitalmarkt und die Anforderungen internationaler Organisationen an das nachhaltige Management und dessen Berichterstattung bestätigen unser Vorgehen. Im Jahr 2010 wurden wir beispielsweise erneut im Dow Jones Sustainability Index gelistet und in den Carbon Performance Leadership Index (CPLI) aufgenommen.

CO <sub>2</sub> -Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung und zugeteilte CO <sub>2</sub> -Zertifikate					
in Mio t	Central Europe	UK	Nordic	Neue Märkte	E.ON-Konzern
CO <sub>2</sub> -Emissionen <sup>1)</sup>	55,251	21,061	1,876	11,725	89,913
Zugeteilte CO <sub>2</sub> -Zertifikate <sup>2)</sup>	46,747	15,097	1,291	11,516	74,651

1) Einschließlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von UK, die in der Eigenerzeugung nicht enthalten sind  
2) Die Market Unit Russia nimmt nicht am europäischen Emissionshandel teil, 31,3 Mio t CO<sub>2</sub>.

E.ON hat im Jahr 2010 insgesamt 116,7 Mio t CO<sub>2</sub> in der Stromproduktion ausgestoßen (einschließlich unserer Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Großbritannien aufgrund der bestehenden rechtlichen Abgabeverpflichtung). Das sind 1,7 Mio t CO<sub>2</sub> mehr als im Vorjahr. Die CO<sub>2</sub>-Intensität hat sich leicht um 0,5 Prozent auf 0,419 t pro MWh reduziert. In den kommenden Jahren rechnen wir mit einer eher sinkenden CO<sub>2</sub>-Intensität durch neue effizientere fossile Kraftwerke und zunehmende Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Pan-European Gas betragen rund 512.000 t. Es wurden rund 513.000 Zertifikate zugeteilt.

CO <sub>2</sub> -Intensität <sup>1)</sup> im E.ON-Konzern		
in t CO <sub>2</sub> /MWh	2010	2009
Central Europe	0,385	0,388
UK <sup>2)</sup>	0,658	0,539
Nordic	0,045	0,031
Neue Märkte	0,533	0,505
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>0,419</b>	<b>0,421</b>
<b>E.ON-Konzern (nur Europa)</b>	<b>0,391</b>	<b>0,386</b>

1) Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen: ausgestoßene Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWh erzeugten Stroms  
2) Einschließlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen von UK, die in der Eigenerzeugung nicht enthalten sind

Unter [www.eon.com/verantwortung](http://www.eon.com/verantwortung) finden Sie ab Mai 2011 unseren CR-Bericht und weitere Informationen, die nicht als Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts anzusehen sind.

## Mitarbeiter

### Entwicklung der Mitarbeiterzahlen

Am 31. Dezember 2010 waren im E.ON-Konzern weltweit 85.105 Mitarbeiter beschäftigt. Die Zahl der Beschäftigten ist damit im Vergleich zum Jahresende 2009 nahezu konstant geblieben. Hinzu kommen 2.501 Auszubildende sowie 301 Vorstände und Geschäftsführer.

Mitarbeiter <sup>1)</sup>	31. Dezember		
	2010	2009	+/- %
Central Europe	48.525	48.126	+1
Pan-European Gas	3.189	3.143	+2
UK	14.831	16.098	-8
Nordic	5.253	5.570	-6
Energy Trading	1.062	1.075	-1
Neue Märkte	8.496	7.976	+7
Corporate Center <sup>2)</sup>	3.749	3.120	+20
<b>Summe</b>	<b>85.105</b>	<b>85.108</b>	-

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

In der Market Unit Central Europe führten Erstkonsolidierungen im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost zu einem Anstieg der Mitarbeiterzahl. Demgegenüber verursachten die Abgabe des Höchstspannungsnetzes und die Mitarbeiterübergänge zur E.ON IT einen Personalrückgang im Inland.

In der Market Unit UK verringerte sich die Mitarbeiterzahl im Wesentlichen durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen im Endkundengeschäft, Betriebsübergänge auf die E.ON IT und eine Desinvestition im Bereich Energy Services.

Die Personalreduktion bei Nordic ist unter anderem auf Restrukturierungsmaßnahmen und die Übertragung der IT-Aktivitäten auf die E.ON IT zurückzuführen.

Der Anstieg der Beschäftigten im Segment Neue Märkte ist im Wesentlichen durch die Einbeziehung einer Gasgesellschaft in der Market Unit Spain und den Aufbau einer zentralisierten Instandhaltungseinheit in der Market Unit Russia bedingt.

Der Mitarbeiteranstieg im Bereich Corporate Center beruht im Wesentlichen auf der Übertragung der IT-Aktivitäten auf die E.ON IT. Außerdem kam es durch die Gründung der zentralen Führungseinheit des Flottenmanagements zu weiteren Mitarbeiterübergängen an das Corporate Center.

## Geografische Struktur

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist im Vergleich zum Jahresende nahezu unverändert. Zum Ende des vierten Quartals waren insgesamt 49.989 Mitarbeiter (59 Prozent) im Ausland tätig.

Mitarbeiter nach Regionen <sup>1)</sup>	
	31. Dez. 2010
Deutschland	35.116
Großbritannien	16.343
Rumänien	6.535
Ungarn	5.431
Schweden	5.064
Russland	4.828
Tschechische Republik	3.454
Bulgarien	2.038
Italien	1.516
Weitere Länder <sup>2)</sup>	4.780

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

## Anteil weiblicher Mitarbeiter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2010 bei insgesamt 27 Prozent. Bei den Senior Managern blieb der Frauenanteil unverändert bei 12 Prozent, bei den Top Executives stieg der Frauenanteil auf 7 Prozent. Zum Jahresende betrug das Durchschnittsalter im E.ON Konzern 42 Jahre und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit rund 15 Jahre. Insgesamt 7.932 Mitarbeiter waren am Jahresende im E.ON-Konzern in Teilzeit beschäftigt, davon 4.337 Frauen (55 Prozent). Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei 4,5 Prozent.

## Arbeitgebermarke – Employer Branding

Nur wenn E.ON in einem sich stark verändernden demografischen Umfeld und dem damit verbundenen Kampf um die Fachkräfte als attraktiver Arbeitgeber wahrgenommen wird, werden wir auch die am besten qualifizierten und talentiertesten Mitarbeiter gewinnen und langfristig an uns binden können. So sehen wir in der direkten Ansprache unterschiedlicher Zielgruppen sowie im Dialog mit ihnen einen wichtigen Erfolgsfaktor. Denn auf diesem Wege kommunizieren wir mit den potenziellen Mitarbeitern auf Augenhöhe und berücksichtigen die verschiedenen Bedürfnisse und Interessen. Dabei nutzen wir die verschiedensten Kanäle, wie zum Beispiel Karriereevents oder Social Media.

Zur Stärkung unserer Arbeitgebermarke sind wir außerdem aktiv in den Bereichen Hochschul-, Schüler- und Auszubildendenmarketing. Hierzu zählt auch die gezielte Ansprache von Jugendlichen mit Migrationshintergrund. Darüber hinaus bieten wir ausgezeichnete Einstiegsmöglichkeiten, attraktive Nachwuchsprogramme sowie internationale Karrieremöglichkeiten. Ferner investieren wir in Frauenförderung und diverse relevante Netzwerke. Dass das Employer-Branding-Konzept erfolgreich ist, zeigt sich bei den Arbeitgeber-Rankings – unter anderem „Deutschlands Beste Arbeitgeber“. Hier hat sich E.ON kontinuierlich gesteigert und wurde seit 2008 jährlich ausgezeichnet als einer der „Best Workplaces in Europe“. Besides sind Wettbewerbe des Great Place to Work® Institute.

### E.ON Graduate Program

Seit der Einführung des E.ON Graduate Program im Jahr 2005 wurden konzernweit insgesamt 287 Nachwuchskräfte eingestellt, davon 51 allein im Jahr 2010. 207 Trainees haben das Programm bereits erfolgreich abgeschlossen und konnten in verantwortungsvolle Funktionen übernommen werden.

### Personalentwicklung

Mit der Neuausrichtung unseres Talent Managements werden wir einen wichtigen Beitrag leisten, um unseren Führungsnachwuchs auch langfristig aus eigenen Reihen zu besetzen: Potenzialträger werden identifiziert, zielgerichtet entwickelt und eingesetzt. Die Basis hierfür bilden die jährlichen Mitarbeitergespräche sowie der konzernweite Management-Review-Prozess für Führungs- und Führungsnachwuchskräfte. Die Ergebnisse werden in die konzernweite Nachfolgeplanung sowie in unsere bedarfsorientierte Personalentwicklungsplanung eingebracht.

Die konzernweiten Weiterbildungskosten betragen im Jahr 2010 rund 73 Mio €. Ein Großteil der Weiterbildung wird dabei über den internen Bildungsanbieter E.ON Academy abgedeckt.

### Executives

Die Führungs- und Steuerungsinstrumente für die sogenannten Executives wurden neu ausgerichtet. Ziele sind eine klarere Führungsstruktur die Erleichterung von Funktionswechseln über die Konzerngesellschaften hinweg. Die Anreizsysteme, vor allem das Short Term Incentive, wurden der neuen Konzernsteuerung angepasst und die Bewertung des individuellen Leistungsbeitrags, vor allem im Hinblick auf die konkret mit der jeweiligen Funktion verbundenen Aufgaben, gestärkt. Gleichzeitig wird die Bemessung des Unternehmenserfolges zukünftig durch die zentralen Steuerungsgrößen des Konzerns – das Adjusted EBITDA und das Verhältnis von Konzernüberschuss zu Kapitalkosten – erfolgen.

### Vergütung, Altersversorgung, Mitarbeiterbeteiligung

Zu einem wettbewerbsfähigen Arbeitsumfeld zählen auch eine attraktive Vergütung sowie ansprechende Nebenleistungen. Leistungen der betrieblichen Altersversorgung sind ein wichtiger Bestandteil der Gesamtvergütung und haben im E.ON-Konzern von jeher einen hohen Stellenwert. Sie sind für die Mitarbeiter eine wichtige Säule der Vorsorge für das Alter und tragen zugleich zu deren Bindung an das Unternehmen bei. Die Leistungen der E.ON-Unternehmen werden dabei durch attraktive betriebliche Angebote zur Eigenvorsorge ergänzt. Ein weiterer Erfolgsfaktor für die Mitarbeiterbindung ist die Beteiligung am Unternehmenserfolg: Dazu gehört die Gewährung von Performance-Rechten mit mehrjähriger Laufzeit im Rahmen des E.ON Share Performance Plans an Führungskräfte. Darüber hinaus wurde die Attraktivität des Mitarbeiteraktienprogramms durch eine Erhöhung des steuerfreien Zuschusses im Jahr 2009 erhalten. Im Jahr 2010 haben insgesamt 20.470 Mitarbeiter 980.897 Aktien gezeichnet. Damit lag die Teilnahmequote mit 55 Prozent etwas unterhalb der Quote des Vorjahres (57 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 2010 im Vergütungsbericht zusammengefasst. Er berücksichtigt die Regelungen des HGB in der durch das Gesetz zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) geänderten Fassung sowie die Grundsätze des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Vergütungsbericht befindet sich auf den Seiten 168 bis 175 und ist Bestandteil dieses zusammengefassten Lageberichts.

## Ausbildung

Einen traditionell hohen Stellenwert hat bei E.ON die Berufsausbildung 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 2010 fortgeführt. Neben dem Start von 743 Auszubildenden (Vorjahr: 810) erhielten hier im Jahr 2010 über 925 Menschen eine Unterstützung zum Start ins Berufsleben in Form von ausbildungsvorbereitenden Praktika und Schulprojekten.

Auszubildende in Deutschland	
31. Dez. 2010	
Central Europe	2.148
Pan-European Gas	212
E.ON AG/Sonstige <sup>1)</sup>	141
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>2.501</b>

1) einschließlich E.ON IT

## Forschung und Entwicklung

Im Jahr 2010 wurde im Vorstand der E.ON AG ein eigenes Vorstandsressort für Technologie eingerichtet. Dies unterstreicht die Bedeutung, die wir dem Thema Innovation im Energiebereich beimessen.

Wir haben 2010 das Engagement im Bereich Forschung und Entwicklung trotz des schwierigen wirtschaftlichen Umfelds beibehalten. 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.

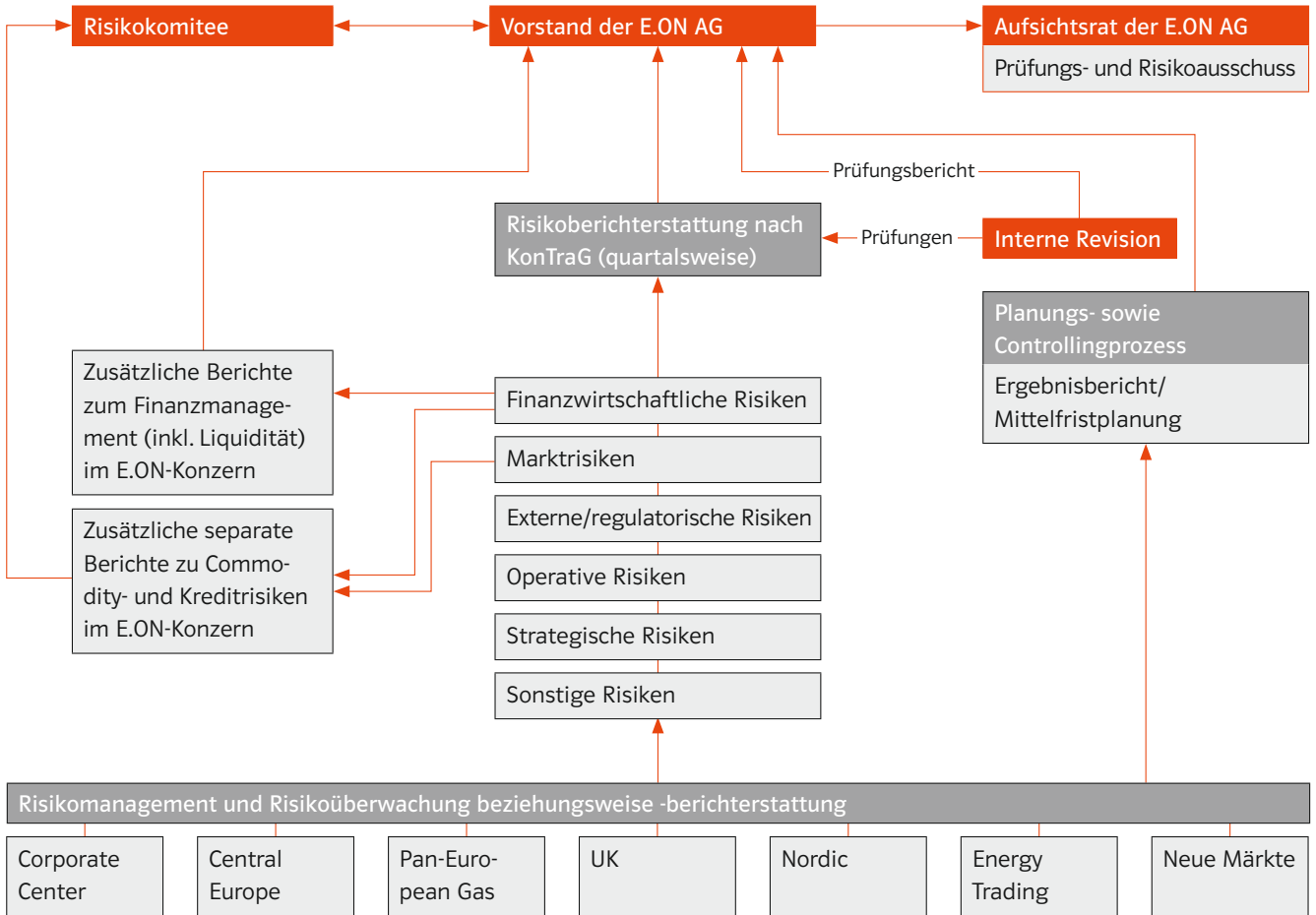
Zum anderen unterstützen wir durch unsere Technologieinitiative „innovate.on“ aktiv die Entwicklung von Schlüsseltechnologien und beschleunigen so deren Markteintritt. Dies ist der Anspruch, den wir als eines der weltweit führenden Energieunternehmen an uns selbst stellen. Ziele unserer Aktivitäten sind,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

Im Jahr 2010 lag der Forschungs- und Entwicklungsaufwand von E.ON gemäß Rechnungslegungsstandard IAS 38 bei rund 61 Mio € (2009: 62 Mio €). 231 Mitarbeiter arbeiteten 2010 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 durch Spenden und Sponsoring die Energieforschung an Hochschulen im Jahr 2010 mit 6 Mio €.

Die gesamten Ausgaben im Jahr 2010 für neue Technologien in den Bereichen Hochschulförderung, Forschung, Entwicklung und Demonstrationsanlagen lag bei 93 Mio € (2009: 105 Mio €).

**Risikomanagementsystem**



Das Risikomanagementsystem besteht aus einer Vielzahl von Bausteinen, die in die gesamte Aufbau- und Ablauforganisation von E.ON eingebettet sind. Damit ist das Risikomanagementsystem integraler Bestandteil der Geschäftsprozesse und Unternehmensentscheidungen. Zu den Bausteinen des Risikomanagementsystems zählen im Wesentlichen konzernweite Richtlinien und Berichtssysteme, der konzernweit einheitliche Strategie-, Planungs- und Controllingprozess, die Tätigkeit der internen Revision sowie die gesonderte konzernweite Risikoberichterstattung auf Basis des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) und die Einrichtung von Risikokomitees. Unser Risikomanagementsystem zielt darauf ab, die Unternehmensleitung in die Lage zu versetzen, frühzeitig Risiken zu erkennen, um rechtzeitig gegensteuern zu können. Die konzernweiten Planungs-, Steuerungs- und Berichtsprozesse werden kontinuierlich auf Effektivität und Effizienz überprüft. Darüber hinaus erfolgt gemäß den gesetzlichen Anforderungen eine regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit unseres Risikofrüherkennungssystems durch unsere interne Revision.

**Risikomanagement und Versicherung**

Die E.ON Risk Consulting GmbH ist als 100-prozentige Tochter der E.ON AG für das Versicherungs-Risikomanagement im E.ON-Konzern verantwortlich. Sie entwickelt und optimiert Lösungen für die betrieblichen Risiken des Konzerns durch Versicherungs- und 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 Wirtschaftskrise ergaben 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 und erheblichen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem zunehmenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Darüber hinaus ergeben sich gravierende Preisrisiken, da die Gasbezugspreise überwiegend an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich am Handelsmarkt orientieren. Insgesamt unterliegen die Verträge zwischen Produzenten und Importeuren generell Anpassungen an aktuelle Marktgegebenheiten. E.ON Ruhrgas führt derzeit intensive Verhandlungen mit den Produzenten.

Die Nachfrage nach Strom und Gas ist grundsätzlich saisonal. Im Allgemeinen existiert eine höhere Nachfrage während der kalten Monate Oktober bis März sowie eine geringere Nachfrage während der wärmeren Monate April bis September. Im Ergebnis bedeutet diese saisonale Struktur, dass unsere Umsätze und operativen Ergebnisse im ersten und vierten Quartal höher beziehungsweise im zweiten und dritten Quartal geringer sind. Unsere Umsätze und operativen Ergebnisse können jedoch bei ungewöhnlich warmen Wetterperioden während der Herbst- und Wintermonate negativ beeinflusst werden. Darüber hinaus könnten sich für unsere 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 die Funktionstrennung von Bereichen. Zur Begrenzung von Marktpreisänderungsrisiken setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein. Diese Instrumente werden mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert, deren Bonität wir laufend überwachen. Die Preisrisiken aus den liquiden europäischen Commodity-Märkten sind bei der E.ON Energy Trading gebündelt und werden dort einheitlich gesteuert.

Im Wesentlichen werden Strom-, Gas-, Kohle-, Emissionsrechte- und Ölpreissicherungsgeschäfte kontrahiert, um Preisänderungsrisiken abzusichern, eine Systemoptimierung und einen Lastenausgleich zu erzielen sowie unsere Margen zu sichern. Der Eigenhandel im Commodity-Bereich findet im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien und innerhalb eng definierter Grenzen statt.

### Finanzwirtschaftliche Risiken

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

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

Die Steuerung der Zins- und Währungsrisiken erfolgt auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Die E.ON AG übernimmt hierbei eine zentrale Funktion, sie bündelt mittels konzerninterner Geschäfte die entstehenden Risikopositionen und sichert diese am externen Markt. Die Risikoposition der E.ON AG ist aufgrund der durchleitenden Funktion somit weitgehend geschlossen. Ausführliche Erläuterungen zum Risikomanagement des Konzerns befinden sich in Textziffer 31 des Anhangs zum Konzernabschluss.

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

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

Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungs- und weitere Verlustrisiken aus kurz- und langfristigen Kapitalanlagen, die bei E.ON zur Deckung langfristiger Verpflichtungen, insbesondere im Pensions- und Entsorgungsbereich, dienen. Grundlage der Risikosteuerung ist dabei eine konservative Anlagepolitik und eine breite Diversifizierung des Portfolios.

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

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

Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das nicht bewertbare Risiko des Nichteintretens oder der zeitlichen Verzögerung sowie das Risiko, dass E.ON einen geringeren als den erwarteten Beteiligungswert als Veräußerungserlös erhält. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Risiken ist bei derartigen Projekten nicht bewertbar. Das Nichteintreten oder eine signifikante zeitliche Verzögerung bei geplanten Desinvestitionen durch E.ON würde die geplante Entwicklung des Debt Factors negativ beeinflussen.

### Operative Risiken und Umweltrisiken

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. 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.

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

Zur Begrenzung dieser Risiken wird E.ON ihr Netzmanagement und den optimalen Einsatz ihrer Kraftwerke weiterhin verbessern. Zugleich führen wir betriebliche und infrastrukturelle Verbesserungen durch, die die Sicherheit unserer Kraftwerke und der Übertragungs- und Verteilungsnetze auch unter außergewöhnlichen Belastungen erhöhen. Zusätzlich haben wir die operativen und finanziellen Auswirkungen von Umweltrisiken auf unser Geschäft in eine Ausfallplanung integriert. Sie sind Teil einer Erfassung von Krisen und Störfallszenarien, die unser Notfall- und Krisenmanagement-Team für den Konzern vorbereitet.

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

Die Europäische Kommission hat am 8. Juli 2009 gegen E.ON Ruhrgas und E.ON als Gesamtschuldner wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez ein Bußgeld in Höhe von 553 Mio € verhängt. E.ON Ruhrgas und E.ON haben im September 2009 gegen diese Bußgeldentscheidung Nichtigkeitsklage beim Europäischen Gericht Erster Instanz erhoben. Die Klageerhebung hat keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. Folgeverfahren können nicht ausgeschlossen werden.

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von ca. 1.055 MW und hat in diesem Zusammenhang bereits rund 1 Mrd € investiert. Mit Urteil vom 3. September 2009 hat das Oberverwaltungsgericht Münster den Bebauungsplan der Stadt Datteln (Nr. 105 E.ON Kraftwerk) für unwirksam erklärt. Das Oberverwaltungsgericht rügt neben Abwägungsfehlern vor allem, dass der Bebauungsplan verbindliche landesplanerische Vorgaben nicht hinreichend berücksichtigt habe. Das Bundesverwaltungsgericht Leipzig hat die Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Münster am 16. März 2010 bestätigt, sodass die

Entscheidung des OVG nun rechtskräftig ist. Gleichwohl verneint das Oberverwaltungsgericht in seinem Urteil nicht den Bau eines Steinkohlekraftwerks auf dem dafür vorgesehenen Standort. Der Rat der Stadt Datteln hat am 17. März 2010 einen Einleitungsbeschluss für ein neues Bebauungsplanverfahren gefasst. Der Regionalverband Ruhr hat am 13. Dezember 2010 einen Erarbeitungsbeschluss für ein Regionalplanänderungsverfahren gefasst, der zunächst über die Vergabe von Rechtsgutachten rechtlich abgesichert werden muss. In dem durchzuführenden neuen Planverfahren müssen die Kritikpunkte des OVG aufgegriffen und behoben werden, um die planerischen Grundlagen für das Kraftwerk in Datteln wiederherzustellen. Aktuell ist vor dem Hintergrund der laufenden Planungsprozesse mit weiteren Verzögerungen gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkt zu rechnen. Wir sind weiterhin fest von der erfolgreichen Realisierung der Anlage überzeugt. 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.

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.

## Externe Risiken

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

Die im Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke wurde mit der 11. Atomgesetz-Novelle umgesetzt. Ältere Anlagen (Inbetriebnahme bis einschließlich 1980) haben zusätzliche Reststrommengen erhalten, die einer Laufzeitverlängerung von acht Jahren entsprechen, jüngere Anlagen Reststrommengen für 14 zusätzliche Jahre. Ein wesentlicher Teil der zusätzlichen Gewinne aus der Laufzeitverlängerung wird vom Bund über Förderbeiträge im Rahmen eines „Energie- und Klimafonds“ abgeschöpft. Darüber hinaus wird eine Kernbrennstoffsteuer erhoben. Hinsichtlich der Förderbeiträge regelt der zwischen den Kernkraftwerksbetreibern, deren Konzernobergesellschaften sowie der Bundesrepublik Deutschland abgeschlossene Förderfondsvertrag die Einzelheiten. Sollte es zu einem Regierungswechsel kommen, ist offen, ob eine neue Bundesregierung an der Laufzeitverlängerung unverändert festhält und sich die gesetzlich fixierten zusätzlichen Reststrommengen vollumfänglich realisieren lassen. Zudem ist mit diversen Klagen gegen die Laufzeitverlängerung zu rechnen, deren Erfolgsaussichten allerdings als gering einzuschätzen sind.

In Europa entwickelten die europäischen Regulierer Vorschläge zu rechtsverbindlichen Rahmenrichtlinien zum Kapazitäts- und Engpassmanagement für Gasfernleitungsnetzbetreiber. Die Regeln betreffen die Grenzübergangspunkte zwischen Mitgliedstaaten sowie Grenzübergangspunkte zwischen verschiedenen Gasfernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Mitgliedstaates. Die Vorschläge wurden vom Markt konsultiert und könnten Risiken in Bezug auf bestehende Lieferverträge sowie untätige Flexibilitäten haben. Parallel dazu plant die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Deutschland Festlegungen zu Änderungen im Kapazitätsvergabeverfahren für deutsche Gasfernleitungen. Diese Änderungen können Auswirkungen auf bestehende Aktivitäten im Gasbereich haben.

Die Bundesregierung hat, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, den Prozess zur Aufhebung des Gorleben-Moratoriums eingeleitet. Die Erkundung soll nun in einem mehrstufigen Verfahren ergebnisoffen fortgesetzt werden. Das Bundesumweltministerium rechnet mit dem Abschluss der Vorbereitungsphase, die mit der Feststellung der Eignung und im positiven Falle mit der Einleitung des atomrechtlichen Verfahrens endet, nicht vor Ende der nächsten Legislaturperiode.

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. E.ON Energie und E.ON Bayern sowie E.ON edis als Regionalversorgungsunternehmen mit kommunaler Beteiligung haben zwischenzeitlich eine ausführliche Stellungnahme zur Einleitung des Verfahrens abgegeben. Ein erster mündlicher Verhandlungstermin findet bei der BNetzA im ersten Halbjahr 2011 statt.

Im Hinblick auf IT-basierte Abrechnungssysteme hat die BNetzA eine Trennung von Kundenstämmen zwischen Vertrieb und Netz in den Abrechnungssystemen festgelegt (Zwei-Mandanten-System). IT-bedingt kam es zu Umsetzungsschwierigkeiten in der Branche, sodass die Umsetzungsfrist durch die BNetzA bis zum 1. Oktober 2010 verlängert wurde. Bei der Umsetzung durch E.ON kam es teilweise zu IT-bedingten Verzögerungen oder migrationsbedingten systemischen Restfehlern. Infolge von Händlerbeschwerden bei der BNetzA wurden gegen E.ON edis zwischenzeitlich zwei Zwangsgelder (650.000 € und 1,3 Mio €) festgesetzt und für einen weiteren Wiederholungsfall wieder ein Zwangsgeld von erneut 1,3 Mio € angedroht. Darüber hinaus haben zwischenzeitlich auch die E.ON Bayern AG Zwangsgelder in Höhe von 2,5 Mio € sowie die Schleswig-Holstein Netz AG in Höhe von 750.000 € angedroht bekommen. E.ON arbeitet derzeit an der Migration aller IT-Systeme seiner Regionalversorger und an der Beseitigung etwaiger Restfehler. Dieser Prozess wird begleitet von Gesprächen mit der BNetzA.

Für das Jahr 2010 war vorgesehen, den überregionalen Transportbereich von Open Grid Europe (vormals E.ON Gastransport) in die Anreizregulierung zu überführen. Vor der Überführung findet ein Effizienzvergleich zwischen den zehn Gastransportnetzbetreibern statt, die unter anderem mit Blick auf ihre transportwirtschaftliche Versorgungsaufgabe, ihre Größe und ihre Netzhistorie untereinander sehr heterogen sind. Der vorläufige individuelle Effizienzfaktor wurde den Unternehmen Ende März übermittelt. Eine Entscheidung über die endgültigen Effizienzfaktoren steht weiterhin noch aus. Die BNetzA hat aus diesem Grund eine vorläufige Erlösobergrenze für die Jahre 2010 und 2011 festgelegt. Diese schreibt lediglich die im Kostenbescheid vom 30. September 2009 beschiedene Höhe der erlaubten Einnahmen unverändert fort und bleibt so lange in Kraft, bis die Behörde eine finale Erlösobergrenze festgelegt hat. Aktuell überlegt die Behörde, die im Effizienzvergleich bislang bekannten drei Parameter noch einmal zu verändern. Der individuelle Effizienzfaktor beeinflusst die Höhe der Erlösobergrenze. Darüber hinausgehende Risiken aus der Entgeltregulierung sind nicht auszuschließen.

Die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und die Mitgliedstaaten hatten im August 2009 abschließend das dritte Binnenmarktpaket verabschiedet. 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 Binnenmarktpaket nimmt auf alle Wertschöpfungsstufen Einfluss 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 der Strom- und Gasrichtlinie hinausgehen. Die Mitgliedstaaten arbeiten derzeit an der Umsetzung der beiden Richtlinien in nationales Recht.

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 Treibhausgase um 20 Prozent (gegebenenfalls 30 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 für private Nutzer (Heizung, Transport) muss aus Erneuerbaren Rohstoffen kommen. Die 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.

### Reputationsrisiken

E.ON verfügt in allen wesentlichen Märkten, mit Ausnahme von Deutschland, über akzeptable Markenwerte. Wie bei allen großen Energieversorgern in Deutschland haben sich die Werte durch die Kernkraftdebatte im Allgemeinen und die unterstellten Milliarden Gewinne im Besonderen erheblich verschlechtert. E.ON ist in Deutschland besonders exponiert und wird bei öffentlichen Diskussionen zu kritischen Themen der Energiepolitik stets genannt. Darüber hinaus hat E.ON seinen Hauptsitz in Deutschland und erhält als großes DAX-Unternehmen ohnehin große öffentliche Aufmerksamkeit.

Vertrauen und Glaubwürdigkeit sind Voraussetzungen, um langfristig erfolgreich zu arbeiten. Grundlage dafür ist, dass sich E.ON mit klaren Botschaften konsistent gegenüber den wichtigen Zielgruppen (Politik, Öffentlichkeit, Kunden) präsentiert. Dazu wird auch die kommunikativ bereits fokussierte neue Strategie „cleaner & better energy“ und der im Jahr 2011 neu aufgesetzte Stakeholder-Management-Prozess beitragen.

Zudem bauen wir verstärkt auf den Dialog mit und auf gute Beziehungen zu wichtigen Interessengruppen. E.ON berücksichtigt mehr als je zuvor Umweltaspekte, soziale Aspekte und Themen der verantwortlichen Governance. Damit unterstützen wir unsere Interaktion mit Interessengruppen (inklusive Investoren), geschäftliche Entscheidungen und auch unsere Außendarstellung. Ziel ist es, Reputationsrisiken zu minimieren und gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten, damit wir unser Geschäft weiterhin erfolgreich führen können.

### Beurteilung der Risikosituation durch die Unternehmensleitung

Im Berichtszeitraum hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2009 nachteilig verändert. Nach wie vor könnten insbesondere ein anhaltend niedrigeres Preisniveau in den Commodity-Märkten und ein dauerhaft deutlicher Rückgang der Nachfrage, vorrangig durch Industriekunden, mittelfristig die Ertragslage des E.ON-Konzerns erheblich beeinflussen. Darüber hinaus könnten sich der zunehmende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und

die damit einhergehende Entwicklung der Mengen und Preise sowie eventuelle Verzögerungen bei Neubauvorhaben im Strom- oder Gasbereich nachteilig auf die Ertragslage auswirken. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnten.

### Angaben zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem

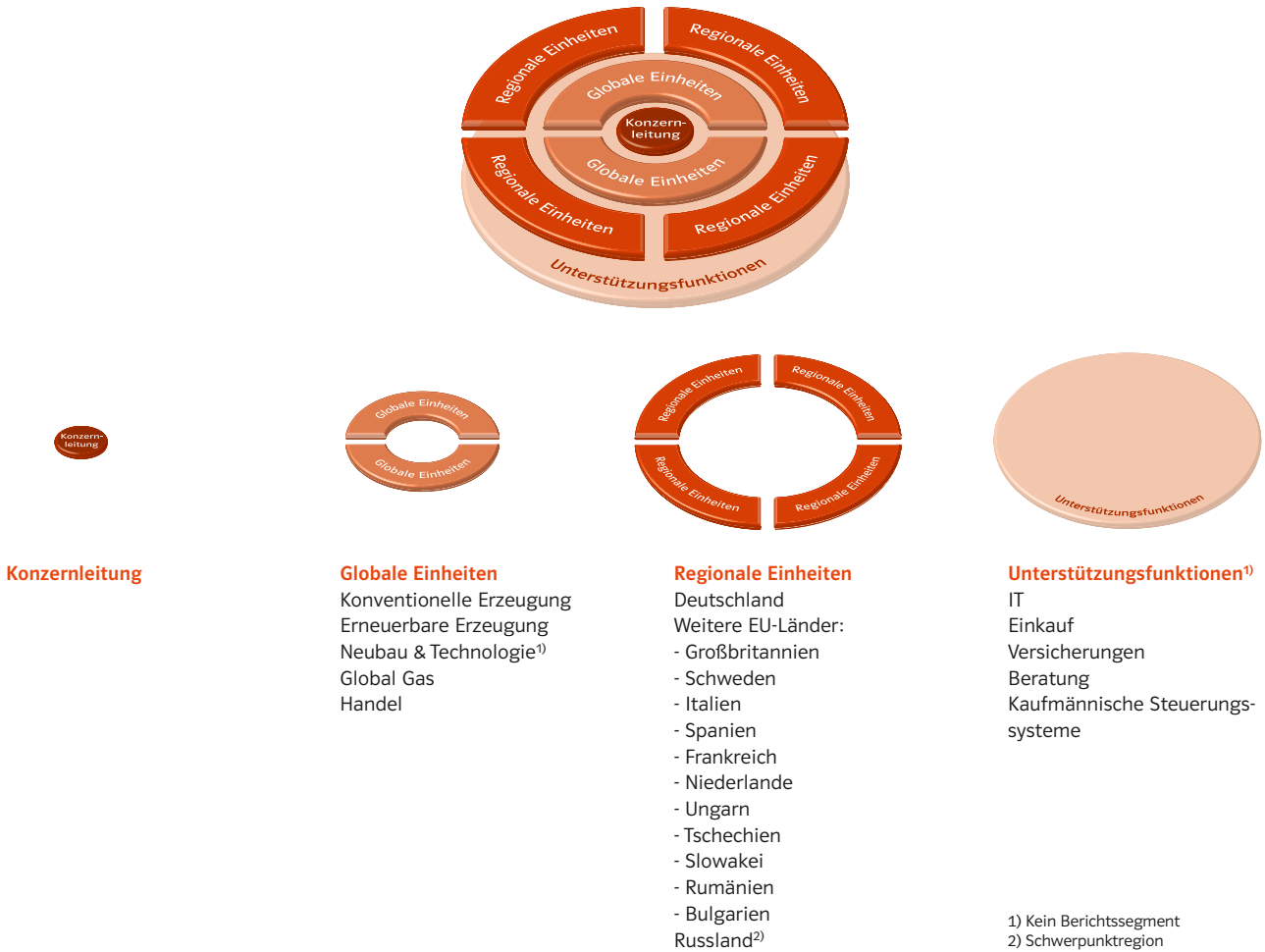
Die Angaben nach § 289 Abs. 5 HGB sind Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts und befinden sich auf den Seiten 184 bis 186.

### Wichtige Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

Zur Schuldenreduzierung hat E.ON am 24. Januar 2011 Anleihegläubigern ein zweistufiges Angebot zum vorzeitigen Rückkauf mehrerer Anleihen unterbereitet, im Rahmen dessen wurden Anleihen im Nennwert von 1,81 Mrd € zurückgekauft.

Im Rahmen unserer Strategie, Aktivitäten im Wert von über 15 Mrd € bis Ende 2013 zu veräußern, werden wir das britische Stromverteilnetz an die US-amerikanische Pennsylvania Power & Light Corporation verkaufen. Der Vollzug der Transaktion wird für Anfang April 2011 erwartet. Weitere Erläuterungen hierzu befinden sich in Textziffer 35 des Anhangs.

**E.ON-Konzernstruktur (gültig ab 1. Januar 2011)**

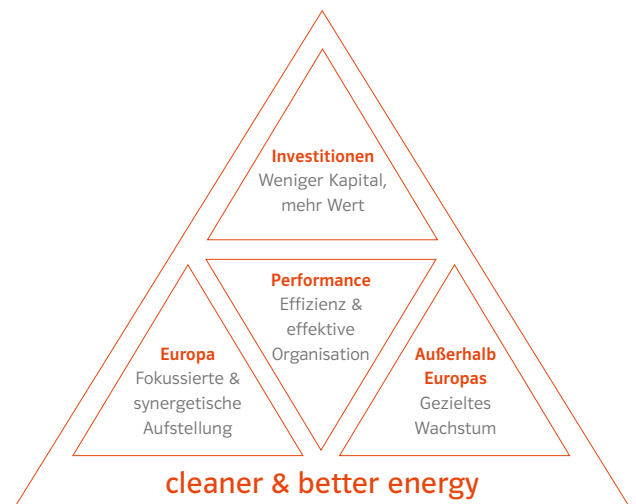


**Ausrichtung des Konzerns in den folgenden Geschäftsjahren**

**Geplante Änderungen in der Geschäftspolitik sowie nicht finanzielle Ziele**

E.ON hat sich als Ziel gesetzt, Energie sauberer und besser zu machen. Hierfür werden wir uns in Europa künftig auf Wettbewerbsgeschäfte konzentrieren und dabei in zusammenwachsenden Energiemärkten verstärkt Synergien zwischen den Geschäften und Geschäftsfeldern nutzen. In Russland setzt E.ON seine Neubauvorhaben konsequent um, in Nordamerika werden die Erneuerbaren Energien weiter ausgebaut. Zusätzlich will E.ON in zunächst zwei weiteren Regionen außerhalb Europas seine Kompetenzen in der Stromerzeugung und im Bereich der Erneuerbaren Energien nutzen. Mit dieser international breiteren Aufstellung soll der Anteil der Geschäfte außerhalb Europas am Adjusted Konzern-EBITDA bis zum Ende des Jahres 2015 auf ein Viertel steigen. Bei bestehenden und neuen Geschäften steht die Rentabilität künftig noch stärker im Vordergrund als bisher. Mit einer weiterentwickelten und vereinfachten Struktur sowie nochmals verstärkten Anstrengungen zur Effizienz wird E.ON seine Leistungsfähigkeit

weiter steigern. Mit diesen neuen strategischen Schwerpunkten will der Konzern Wachstum bei geringerer Kapitalbindung schaffen. Gleichzeitig begegnet das Unternehmen damit wirtschaftlichen Belastungen, die als Folge politischer Entscheidungen und eines veränderten Marktumfelds für die nächsten Jahre erwartet werden.



Die strategische Neuausrichtung wird E.ON mit einer neuen, schlankeren Struktur umsetzen. Dabei wird der von der Konzernleitung in Düsseldorf ganzheitlich geführte Konzern in globale Funktions- und regionale Ländereinheiten gegliedert. Die künftig fünf globalen Einheiten sind für konventionelle Stromerzeugung, Neubau und Technologien (kein externes Berichtssegment), Erneuerbare Erzeugung, globales Gasgeschäft und Handel verantwortlich. Die 12 regionalen Einheiten in Europa (Regionen Deutschland und weitere EU-Länder) verantworten das kundennahe Vertriebsgeschäft, die regionale Infrastruktur sowie die dezentrale Erzeugung. Auch unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland wird künftig als Fokusregion geführt. Unterstützende Aufgaben wie IT oder Einkauf werden von der Konzernleitung gesteuert.

### Effizienzsteigerungen

Die neue Struktur macht uns schlanker, effizienter und schneller. Deshalb sollen Effizienzsteigerungen nicht mehr durch gesonderte Programme oder Projekte erzielt werden, sondern fester Bestandteil der Leistungskultur im Unternehmen werden. Unser Ziel ist, ab Ende 2013 zusätzliche Ergebnispotenziale von 600 Mio € pro Jahr zu heben. Die im Rahmen des 2008 gestarteten Programms „PerformtoWin“ geplanten Ergebnisverbesserungen von 1,5 Mrd € ab Ende 2011 sind bereits auf sehr gutem Wege.

### Künftige Absatzmärkte

Europa ist und bleibt der deutliche Schwerpunkt unserer geschäftlichen Aktivitäten. Hier wird sich das Unternehmen künftig stärker auf wettbewerbliche Geschäfte fokussieren, bei denen E.ON über Größenvorteile verfügt und die gemeinsam optimiert werden können. Dabei konzentriert sich E.ON vorrangig auf zusammenwachsende Energiemärkte, um länder- und geschäftsübergreifende Synergien bestmöglich zu nutzen.

Außerhalb Europas wollen wir mit unserer neuen Einheit E.ON International Energy an der global wachsenden Energienachfrage partizipieren. Während es in Europa vorrangig um eine noch effizientere und klimaschonendere Energieversorgung geht, haben andere Regionen der Welt noch enormen Nachholbedarf beim Ausbau von Erzeugungskapazitäten. E.ON verfügt über Know-how beim Bau von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Unsere Erfahrung und unser Können wollen wir künftig nicht nur in Russland und Nordamerika, sondern auch in zunächst zwei weiteren Regionen einsetzen und dabei ausschließlich Lösungen anbieten, die zu deutlichen Verbesserungen der dortigen Energieversorgung beitragen.

### Künftige Verwendung neuer Technologien/Prozesse

Beim Klimaschutz erhöhen wir das Tempo: Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung in Europa sollen bereits bis 2020 – und damit zehn Jahre früher als bislang geplant – gegenüber 1990 halbiert werden. Die klimapolitischen Ziele der Europäischen Union und der deutschen Bundesregierung haben wir fest im Blick. E.ON wird insbesondere in der Erzeugung und mit entsprechenden Produkt- und Dienstleistungsangeboten für die Kunden einen ganz erheblichen Beitrag zum klimaschonenden Umbau der Energieversorgung und zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten.

### Künftige Produkte und Dienstleistungen

In der europäischen Stromerzeugung werden wir konsequent an einer weiteren Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen arbeiten. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem substanziellen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Hierfür konzentriert sich E.ON auf moderne und kostengünstige Technologien im industriellen Maßstab, wie beispielsweise große Windparks an Land oder auf See. Darüber hinaus sind selektive Investitionen in flexible und CO<sub>2</sub>-arme konventionelle Erzeugung sowie Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerke vorgesehen.

Das internationale Gasgeschäft wird auch künftig eine wichtige Rolle im E.ON-Portfolio haben. Vorrangiges Ziel ist, die langfristigen Gaseinkaufsverträge an die neuen Marktgegebenheiten anzupassen. Entsprechende Gespräche mit den Gasproduzenten wurden bereits aufgenommen. Daneben wird E.ON Chancen aus einer integrierten Optimierung im europäischen Maßstab noch stärker nutzen.

Das internationale Handelsgeschäft wird E.ON ausbauen und weiter optimieren. Damit nutzt das Unternehmen Chancen, die sich aus der fortschreitenden Globalisierung der Rohstoffmärkte ergeben.

Im europäischen Vertriebsgeschäft will sich E.ON mit intelligenten Produkten für Privatkunden – wie beispielsweise Mikro-KWK-Anlagen in Einfamilienhäusern – und effizienten Energielösungen für Geschäftskunden deutlicher von Wettbewerbern abgrenzen. Damit setzt das Unternehmen auch im Vertrieb auf höhere Energieeffizienz und mehr Nachhaltigkeit.

Bei den regulierten Strom- und Gasnetzen wird E.ON in Abhängigkeit von den jeweiligen regulatorischen Rahmenbedingungen prüfen, wie diese am besten weiterentwickelt werden können.

## Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

### Gesamtwirtschaftliche Situation

Die Weltwirtschaft wird nach Auffassung des Sachverständigenrates (SVR) bis Ende 2011 ihre Erholung fortsetzen, aber an Fahrt verlieren. Unsicherheiten bestehen zusätzlich zu den bereits bekannten Risiken in möglichen währungs- und handelspolitischen Kontroversen. Während sich das starke Wachstum in den Schwellenländern fortsetzen dürfte, können die Industrieländer mit einem weiterhin verhaltenen Aufschwung rechnen.

Für die USA wird im Jahr 2011 eine moderate Entwicklung der Konjunktur erwartet. Die Investitionstätigkeit wird zwar durch das niedrige Zinsniveau gestützt, der Schuldenabbau im privaten Sektor belastet aber weiterhin die private Nachfrage. Die aktuell heterogene Entwicklung der Volkswirtschaften in der EU-27 dürfte sich auch 2011 fortsetzen. Die nördlichen Länder werden dabei ein besseres Ergebnis vorlegen als die von realwirtschaftlichen Problemen im Finanz- und Immobilienbereich oder auf dem Arbeitsmarkt belasteten südlichen Länder. Insgesamt werden die noch unterausgelasteten Kapazitäten lediglich zu einer moderaten Erhöhung der Investitionen führen.

Für Russland ist im Jahr 2011 mit einer Fortsetzung der Erholung zu rechnen, auch wenn das Land die schwächsten Zuwachsraten der BRIC-Länder (Brasilien, Russland, Indien, China) aufweisen dürfte.

Eine inflationäre Dynamik ist nach Ansicht des SVR im Prognosezeitraum 2011 weder in den USA noch in der EU sichtbar, sodass sich die Preissteigerungsraten im Rahmen der Werte von 2010 bewegen werden.

Trotz großer Unsicherheit auf finanz- und realwirtschaftlicher Seite sieht IHS Global Insight mittelfristig für das Jahr 2012 und die Folgejahre eine Rückkehr der globalen Volkswirtschaft auf einen Wachstumspfad. China und die USA könnten diesen Wachstumsprozess anführen. Die Eurozone und Osteuropa einschließlich Russland schwenken wieder auf einen verhalten positiven Wachstumspfad ein. Bei möglichen inflationären Tendenzen würden die Zentralbanken gegensteuern.

### Energiemärkte

Auf den Märkten für Elektrizität und Brennstoffe überwiegen positive Signale für die Preisentwicklung in den Jahren 2011 und 2012.

Für die nächsten beiden Jahre ist zu erwarten, dass Brent-Rohöl – unter der Annahme eines stabilen konjunkturellen Umfeldes – über dem Preisniveau der letzten beiden Jahre notieren wird. Zu Beginn des Jahres 2011 notierte Brent-Rohöl für Lieferung im nächsten Monat knapp über 90 US-\$ pro Barrel – also deutlich über dem durchschnittlichen Lieferpreis von 2010 (rund 80 US-\$ pro Barrel). Am Forwardmarkt zeigte sich bei den Jahresdurchschnittspreisen eine Contango-Preisstruktur, das heißt je später der Fälligkeitszeitpunkt, desto höher der Preis, womit Brent-Rohöl für Lieferung 2012 über dem Niveau von 2011 lag. Gestützt wird diese Erwartung unter anderem auch durch eine kontinuierlich wachsende Ölnachfrage, primär in den Schwellenländern, sowie durch zunehmend steigende Produktionskosten (zum Beispiel der „Unconventionals“).

Die Steinkohlepreise für eine Lieferung im nächsten Jahr lagen zu Beginn des Jahres ebenfalls deutlich über dem durchschnittlichen Lieferpreis von 2010 (rund 100 US-\$ pro Tonne; API#2). Seit Beginn des Jahres zeigten die Forwardprodukte für Lieferungen in den Jahren 2011 und 2012 eine sogenannte Backwardation-Preisstruktur, das heißt je später der Fälligkeitszeitpunkt, desto niedriger der Preis. Insofern lagen die Preise für das Forwardprodukt für 2012 unter dem Niveau des Produktes für 2011. Diese Struktur am Forwardmarkt lässt sich durch vorübergehende wetterbedingte Lieferengpässe auf der Angebotsseite erklären – primär verursacht durch Überflutungen in Kolumbien, Südafrika und Australien.

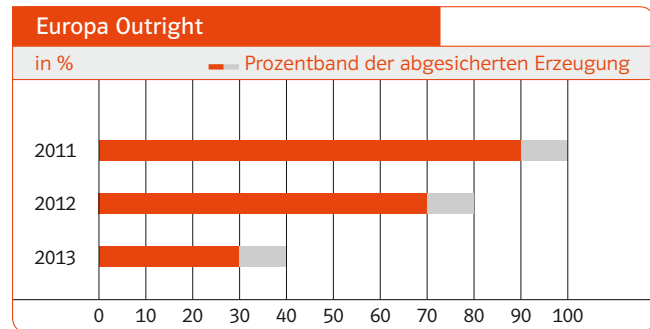
An den europäischen Gashandelsmärkten führten im Jahr 2010 die wieder anziehende Konjunktur, die Witterungsbedingungen sowie infrastrukturelle Verfügbarkeitseinschränkungen zur Erholung der Preise. Für die nächsten beiden Jahre werden – neben der Entwicklung der europäischen Nachfrage – die europäischen Gashandelsmärkte maßgeblich dadurch geprägt sein, wie stark die weiterhin zunehmende LNG-Versorgungskapazität durch eine anwachsende Gasnachfrage in Asien und Lateinamerika ausgelastet werden kann. Es ist zu erwarten, dass der US-Markt aufgrund der kostengünstigeren Nutzbarkeit von Schiefergasvorkommen weiterhin auf niedrigem Preisniveau nahezu autark sein wird. Da sich die Forwardprodukte für Lieferungen in den Jahren 2011 und 2012 an den europäischen Handelspunkten im Laufe des Jahres 2010 parallel zu den Spotnotierungen

entwickelt haben und deutlich an Wert gewinnen konnten, geht der Markt derzeit von einer Fortsetzung des Gaspreisanstiegs aus, jedoch mit abnehmender Intensität. Das Preisniveau von 2008 wird von den derzeitigen Forwardpreisen jedoch noch nicht erreicht.

Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Märkte wird entscheidend von den politischen Aktivitäten zum Klimaschutz geprägt. Moderate Entwicklungsschritte im internationalen Kontext werden durch EU-Initiativen zur Verschärfung der bestehenden europäischen Minderungsziele flankiert. Darüber hinaus schränken voraussichtlich ab 2013 in Kraft tretende Qualitätsrestriktionen hinsichtlich der aus internationalen Emissionsminderungsprojekten importierbaren CERs das Angebot an Emissionsberechtigungen weiter ein. Hieraus können weitere positive Signale für den Strommarkt erwachsen.

Das Strompreisniveau ist kurz- bis mittelfristig stark durch die Steinkohle- und Gaspreise sowie die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate geprägt. Die auf den Brennstoffmärkten zu beobachtenden positiven Erwartungen wirken tendenziell preissteigernd auf die Strommärkte. Für den Strommarkt spielt des Weiteren das Verhältnis zwischen Angebot, also der verfügbaren Kraftwerksleistung, und Stromnachfrage eine Rolle. Der Strombedarf steigt europaweit – wenn auch regional nicht im gleichen Maße – nach dem krisenbedingten Rückgang weiter an. Dies liefert ebenso positive Impulse auf die Strompreise wie zu erwartende Stilllegungen älterer Kraftwerkskapazitäten. Dem gegenüber stehen der für die nächsten Jahre in Aussicht stehende Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie – im begrenzten Umfang – die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke. An der EEX lagen die Forwards (Grundlastprodukt) für 2012/2013 am 13. Januar 2011 bei rund 53 €/MWh für Lieferung im Jahr 2012 beziehungsweise rund 54 €/MWh für Lieferung im Jahr 2013 und damit über den letzten Quotierungen (Ende 2010) für das Jahr 2011 mit rund 51 €/MWh. Die allgemeine Markterwartung schließt aus den oben beschriebenen Einflüssen somit für die EEX sowie benachbarte Märkte eine positive Strompreisentwicklung mit ansteigender Tendenz für die Jahre 2012/2013.

Unsere Stromproduktion ist für 2011 bereits nahezu vollständig abgesichert. In den Folgejahren nimmt das abgesicherte Portfolio durch planmäßige Absicherungsmaßnahmen über die Zeit ebenfalls zu (siehe exemplarisch folgende Grafik für unsere europäische nicht-fossile Stromproduktion im Wesentlichen mit Kernenergie und Wasserkraft [outright]).



## Mitarbeiter

Die Zahl der Mitarbeiter im E.ON-Konzern wird bis zum Jahresende 2011 (ohne Auszubildende und Vorstände/Geschäftsführer) sinken. Dies ist vor allem auf das Outsourcing der IT-Infrastruktur bei der E.ON IT sowie Maßnahmen zur Integration und Effizienzsteigerung bei Gesellschaften in Osteuropa zurückzuführen.

## Erwartete Ertragslage

### Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Im November 2010 haben wir im Rahmen der Veröffentlichung des Zwischenberichts unsere neue Konzernstruktur und unsere neue Strategie vorgestellt. In diesem Zusammenhang haben wir Zielwerte für das Jahr 2013 für einige Konzernkennzahlen veröffentlicht. Deshalb sind einmalig einzelne Prognosen bis 2013 auch in diesem Prognosebericht enthalten.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts verwenden wir seit dem 1. Januar 2011 – anstelle des bisher genutzten Adjusted EBIT – das Adjusted EBITDA, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen. Gründe für die Umstellung sind die Unabhängigkeit dieser Ergebnisgröße von Investitions- und Abschreibungszyklen und die gleichzeitig bessere Indikation des zahlungswirksamen Ergebnisbeitrags.

Trotz bereits erzielter und der zusätzlich geplanten Effizienzsteigerungen stehen wir in den nächsten Jahren vor erheblichen wirtschaftlichen Herausforderungen. Insbesondere die in Deutschland eingeführte Steuer auf Kernbrennstoffe, die Vollauktionierung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, das veränderte Marktumfeld im Gasgeschäft und niedrigere Großhandelsmargen werden erheblichen Druck auf die Ergebnisentwicklung ausüben. Wir gehen aus heutiger Sicht davon aus, dass das Adjusted EBITDA im Jahr 2011 in einer Bandbreite von 11,2 bis 11,9 Mrd € liegen wird. Im Jahre 2012 steigt das Ergebnisniveau gegenüber 2011 wieder leicht an und erreicht 2013 in etwa das Niveau des Jahres 2010.

Dieser Prognose liegen – ohne Berücksichtigung der angekündigten Portfoliomaßnahmen – folgende Annahmen zugrunde:

- Die Nachfrage nach Strom und Gas steigt im Zuge der weiteren Erholung der Industrie.
- Kohlepreise und Spotpreise für Gas erleben einen Aufwärtstrend.
- Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate steigen nur leicht.
- Die Differenzen zwischen den Kohle- und Gaseinkaufspreisen und den erzielbaren Verkaufspreisen des aus den jeweiligen Brennstoffen erzeugten Stroms befinden sich auf historischen Tiefstständen – ein Fortschreiten dieses Trends wird nicht erwartet.

Für den bereinigten Konzernüberschuss erwarten wir im Jahr 2011 eine Bandbreite von 3,3 bis 4,0 Mrd €. Analog zur Entwicklung des Adjusted EBITDA rechnen wir in den Folgejahren mit einem Anstieg, der durch die Erhöhung des relativen Steueraufwands teilweise kompensiert wird.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

Adjusted EBITDA		
in Mrd €	2011 (Prognose)	2010 <sup>1)</sup>
Konventionelle Erzeugung	3,7 bis 4,0	3,9
Erneuerbare Erzeugung	1,4 bis 1,6	1,2
Global Gas	0,7 bis 1,2	2,0
Handel	-0,3 bis -0,1	1,2
Deutschland	2,1 bis 2,3	2,5
Weitere EU-Länder	2,7 bis 2,9	2,6
Russland	0,5 bis 0,7	0,4
Konzernleitung/Konsolidierung	-	-0,5
<b>Summe</b>	<b>11,2 bis 11,9</b>	<b>13,3</b>

1) Die Adjusted-EBITDA-Zahlen für das Jahr 2010 wurden als Vergleichszahlen für die neue Steuerungsstruktur auf vorläufiger Basis ermittelt. Sie können im Laufe des Jahres 2011 noch Änderungen unterliegen.

Für die Konventionelle Erzeugung erwarten wir im Jahr 2011 ein Adjusted EBITDA in Höhe von 3,7 bis 4,0 Mrd €. Höhere marktbasierende Transferpreise, die den Erzeugungseinheiten vom Handel bezahlt werden, kompensieren die Belastungen durch die im Jahr 2010 verabschiedete Kernenergiesteuer. Für das Jahr 2012 gehen wir von einem Ergebnis deutlich unter Vorjahresniveau aus, geprägt durch sinkende Transferpreise sowie die Belastungen aus der Kernenergiesteuer.

Im Jahr 2011 rechnen wir für die Erneuerbare Erzeugung mit einem Adjusted EBITDA zwischen 1,4 und 1,6 Mrd €. So wird das Ergebnis von dem deutlichen Zuwachs der Erzeugungskapazitäten, insbesondere im Bereich Windkraft, profitieren. Für das Jahr 2012 wird ein leichter Rückgang des Ergebnisses erwartet. Zusätzliche Ergebnisse durch den Ausbau an Windkapazitäten werden dabei durch sinkende Energiepreise für Wasserkraftwerke überkompensiert.

Für 2011 erwarten wir bei Global Gas ein Adjusted EBITDA von 0,7 bis 1,2 Mrd €. Aufgrund des fortgesetzten scharfen Wettbewerbs und der andauernden Entkopplung zwischen ölgebundenen Einkaufspreisen und Gashandelspreisen ist das Gas-handelsgeschäft weiterhin einem erheblichen Margendruck ausgesetzt. Daraus resultierende Verhandlungen mit Produzenten zur Reduzierung der Bezugskosten bringen in diesem Segment eine hohe Planungsunsicherheit mit sich. Der Upstream-Bereich wird infolge der Inbetriebnahme neuer Felder die Produktion ausweiten und einen steigenden Ergebnisbeitrag liefern. Das Transportgeschäft sowie die Aktivitäten in Ungarn stehen auch 2011 unter regulatorischem Druck. Erwartete Erfolge aus den Verhandlungen mit Produzenten und höhere Produktionsmengen im Upstream-Bereich bringen 2012 eine Verbesserung des Ergebnisses für Global Gas mit sich.

Beim Handel erwarten wir 2011 ein Adjusted EBITDA zwischen -0,3 und -0,1 Mrd €. Dies ist im Wesentlichen auf anhaltend hohe Transferpreise zwischen dem Handel und den Erzeugungseinheiten zurückzuführen. Verstärkt wird dieser Effekt durch sinkende erzielte Preise. Für das Jahr 2012 gehen wir dagegen von einer Verbesserung des Ergebnisses gegenüber 2011 aufgrund einer vorteilhaften Margenentwicklungen aus.

Das Adjusted EBITDA im Segment Deutschland wird 2011 voraussichtlich zwischen 2,1 und 2,3 Mrd € liegen. Das Jahr 2010 war maßgeblich durch positive Effekte im Netzbereich beeinflusst, die 2011 nicht in analoger Höhe eintreten werden. Daran anknüpfend gehen wir für das Jahr 2012 von einer stabilen Entwicklung aus.

Für die weiteren EU-Länder wird im Jahr 2011 ein Adjusted EBITDA zwischen 2,7 und 2,9 Mrd € erwartet. Hierbei wirkt sich insbesondere der Entfall von Belastungen durch Erneuerbare Energien in der Region Tschechien positiv aus. Diese haben das Jahresergebnis 2010 negativ beeinflusst. Für das Jahr 2012 gehen wir auch für die weiteren EU-Länder von einer stabilen Entwicklung aus.

Im Jahr 2011 erwarten wir für Russland ein Adjusted EBITDA von 0,5 bis 0,7 Mrd €. Die Inbetriebnahme der Neubauprojekte sowie höhere Margen bei den Bestandskraftwerken wirken sich hierbei positiv aus. Für das Jahr 2012 wird mit einem weiteren Anstieg des Ergebnisses gerechnet.

### Voraussichtliche Entwicklung der Dividende

Unsere bisherige Dividendenpolitik, nach der die Ausschüttungsquote 50 bis 60 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses beträgt, wollen wir unverändert beibehalten. Für das Jahr 2010 wird eine unveränderte Dividende pro Aktie von 1,50 € vorgeschlagen. Für die Jahre 2011 und 2012 planen wir eine Dividende von mindestens 1,30 € pro dividendenberechtigter Aktie. Die Ausschüttungsquote könnte für diese beiden Jahre damit abweichend von unserer Dividendenpolitik über 60 Prozent liegen.

### Erwartete Finanzlage

#### Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Auf dem Capital Market Day am 10. November 2010 haben wir bestimmte Anpassungen in unserer Finanzstrategie vorgestellt. Ausführliche Details befinden sich im Kapitel Finanzlage im Abschnitt Finanzstrategie. Für das Jahr 2011 erwarten wir keinen Finanzierungsbedarf. Darüber hinaus werden wir mehr als die Hälfte der Erlöse aus den angekündigten Portfoliomaßnahmen zur Schuldenreduktion verwenden. Die für 2011 geplanten Ausgaben für Investitionen sowie die Dividende können laut Plan durch den für dieses Jahr erwarteten operativen Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen finanziert werden. Bei unterjährigen Spitzen in den Finanzierungserfordernissen des Konzerns ist die kurzfristige Nutzung von Commercial Paper möglich.

#### Geplante Investitionen

Im Rahmen unserer Mittelfristplanung haben wir für das Jahr 2011 Investitionen in Höhe von 7,5 Mrd € vorgesehen. Auch hierbei haben wir die angekündigten Portfoliomaßnahmen noch nicht berücksichtigt. Rund ein Fünftel der geplanten Investitionen sind für den Erhalt der bestehenden Anlagen vorgesehen, der übrige Teil für Ausbau beziehungsweise organisches Wachstum. Geografisch betrachtet bleibt Deutschland Schwerpunktland unserer Investitionstätigkeit. Hier investieren wir maßgeblich in den Erhalt und Ausbau unserer konventionellen Stromerzeugung sowie der Strom- und Gasinfrastruktur.

Investitionen: Planung 2011		
	Mrd €	Anteile in %
Konventionelle Erzeugung	2,3	31
Erneuerbare Erzeugung	1,1	15
Global Gas	1,2	15
Handel	-	-
Deutschland	0,9	12
Weitere EU-Länder	1,6	21
Russland	0,6	8
Konzernleitung/Konsolidierung	-0,2	-2
<b>Summe</b>	<b>7,5</b>	<b>100</b>

Im kommenden Jahr werden 2,3 Mrd € in den Ausbau und den Ersatz sowie den Erhalt der Erzeugungsarten Steinkohle, Gas und Kernenergie investiert. Darin enthalten sind unter anderem Kraftwerksneubauprojekte der fossilen Stromerzeugung (zum Beispiel „Maasvlakte 3“ und „Datteln 4“) und lebensdauererweiternde Maßnahmen (2000-MW-Steinkohlekraftwerk Ratcliffe in UK). Für den Bereich der Kernenergie umfasst die Investitionsplanung die Aktivitäten im Rahmen des Joint Ventures „Horizon Nuclear Power“ mit RWE zur Entwicklung von bis zu zwei Kraftwerksstandorten in Großbritannien. Für die deutschen Kernkraftwerke sind umfangreiche Maßnahmen zur Laufzeitverlängerung geplant. In Schweden ist unter anderem die Laufzeitverlängerung von „Oskarshamn 2“ planerisch unterstellt.

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

Bei Global Gas entfällt der größte Teil der Investitionen von 1,2 Mrd € auf die Entwicklung von Gas- und Ölfeldern. Darüber hinaus wird in die Infrastruktur des Transport- und Speichergeschäfts investiert.

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

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern machen rund ein Fünftel der Investitionen aus und bestehen im Wesentlichen aus Erhaltungsinvestitionen für das regionale Netz in Schweden und Großbritannien.

In der Region Russland werden 2011 mit rund 600 Mio € hauptsächlich die bereits laufenden Kraftwerksneubauprojekte fortgesetzt.

Für den E.ON-Konzern sieht die Investitionsplanung im Jahr 2012 insgesamt Investitionen in Höhe von rund 5,8 Mrd € vor. Mit jeweils rund einem Viertel wollen wir in das Geschäft der Segmente Konventionelle Erzeugung und Weitere EU-Länder investieren. Gut ein weiteres Viertel dient dem Ausbau unserer Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Erzeugung und der Plattform Global Gas. Der verbleibende Teil fließt insbesondere in die Region Deutschland beziehungsweise unsere Erzeugungskapazitäten in Russland.

## Chancen

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

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

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit ergeben sich für E.ON Chancen in Verbindung mit einer für uns positiven Entwicklung von Währungskursen und Marktpreisen für die Commodities Strom, Gas, Kohle, Öl und CO<sub>2</sub>. Dazu gehört beispielsweise auch die Chance, durch die Teilnahme am behördlich vorgeschriebenen Gas-Release-Programm der ENI in Italien Gasmengen zu günstigen Konditionen einkaufen zu können.

Chancen ergeben sich weiterhin durch die Etablierung der europäischen Regulierungsbehörde ACER in den nächsten Jahren, die losgelöst von nationalen Erwägungen stärker die europäische Marktintegration fördern wird. Dadurch werden Marktstrukturen angeglichen, sodass der Einstieg beziehungsweise das Wachstum in anderen Märkten erleichtert werden kann.

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

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

### **Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung**

In den nächsten Jahren werden wir beim Umbau unseres Unternehmens hin zu einem leistungsstarken Anbieter hervorragender Energielösungen erhebliche wirtschaftliche Belastungen zu tragen haben. Mit unserer weiterentwickelten Strategie, einer deutlich schlankeren Struktur und einer neuen Leistungskultur werden wir aber auch unter diesen schweren Rahmenbedingungen hart daran arbeiten, die Erfolgsgeschichte von E.ON fortzuschreiben. Die Jahre 2011 und 2012 dienen vorrangig der finanziellen Konsolidierung, gleichzeitig wollen wir aber das angestrebte langfristige Wachstum auch außerhalb Europas einleiten.

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

Vorstand und Aufsichtsrat erklären, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des elektronischen Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 26. Mai 2010) entsprochen wird.

Vorstand und Aufsichtsrat erklären weiter, dass seit Abgabe der letzten Erklärung den Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 18. Juni 2009) entsprochen wurde.

Düsseldorf, den 13. Dezember 2010

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. Johannes Teyssen  
(Vorsitzender des Vorstands der E.ON AG)

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

## Relevante Angaben zu Unternehmensführungspraktiken

### Corporate Governance

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

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

## Transparente Unternehmensführung

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

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

- Zwischenberichte,
- den Geschäftsbericht,
- Bilanzpressekonferenzen,
- 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 2010 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 2010 nicht vor.

### Integrität

Integrität und rechtmäßiges Verhalten bestimmen unser Handeln. Grundlage hierfür ist der vom Vorstand beschlossene Verhaltenskodex, der die Bindung aller Mitarbeiter an die gesetzlichen Vorschriften und die internen Richtlinien betont. Geregelt wird der Umgang mit Geschäftspartnern, Dritten und staatlichen Stellen, insbesondere im Hinblick auf die Beachtung des Kartellrechts, die Gewährung und Annahme von Zuwendungen, die Einschaltung von Vermittlern und die Auswahl von Lieferanten und Anbietern von Dienstleistungen. Weitere Vorschriften betreffen unter anderem die Vermeidung von Interessenkonflikten (zum Beispiel Wettbewerbsverbot, Nebentätigkeiten, finanzielle Beteiligungen), den Umgang mit Informationen sowie mit Eigentum und Ressourcen des Unternehmens. Die Regelungen zur Compliance-Organisation gewährleisten die Aufklärung, Bewertung, Abstellung und Sanktionierung von gemeldeten Regelverstößen durch die zuständigen Compliance 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 führt die Geschäfte der Gesellschaft in gemeinschaftlicher Verantwortung aller seiner Mitglieder. Er bestimmt die unternehmerischen Ziele des Gesamtkonzerns, seine grundsätzliche strategische Ausrichtung, die Unternehmenspolitik und die Konzernorganisation.

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

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

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

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

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 gewählt; hierfür unterbreitet der Aufsichtsrat Wahlvorschläge. Die zehn weiteren Mitglieder des Aufsichtsrats werden von Delegierten der Arbeitnehmer gewählt, wobei sich unter den Aufsichtsratsmitgliedern sieben Arbeitnehmer und drei Vertreter der Gewerkschaften befinden müssen. Mitglied des Aufsichtsrats kann nicht sein, wer

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

Mindestens ein unabhängiges Mitglied des Aufsichtsrats muss über Sachverstand auf den Gebieten Rechnungslegung oder Abschlussprüfung verfügen.

Der Aufsichtsrat überwacht die Geschäftsführung und begleitet den Vorstand beratend. Bei grundlegenden Geschäften und Maßnahmen bedarf der Vorstand der Zustimmung des Aufsichtsrats. Hierzu zählen beispielsweise die Investitions-

Finanz- und Personalplanung für den Konzern, der Erwerb und die Veräußerung von Unternehmen oder Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert ein Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt, sowie Finanzmaßnahmen, die diese Grenze übersteigen und nicht durch Beschlüsse zu Finanzplänen festgelegt sind, und der Abschluss, die Änderung und die Aufhebung von Unternehmensverträgen. Der Aufsichtsrat prüft den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns sowie den Konzernabschluss und Konzernlagebericht auf Grundlage des vorbereitenden Berichts des Prüfungs- und Risikoausschusses. Über das Ergebnis der Prüfung berichtet der Aufsichtsrat schriftlich an die Hauptversammlung.

Der Aufsichtsrat hat sich eine Geschäftsordnung gegeben. In jedem Geschäftsjahr finden vier ordentliche Aufsichtsratsitzungen statt. Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat hat bei Stimmgleichheit der Vorsitzende des Aufsichtsrats die ausschlaggebende Stimme, falls eine zweite Abstimmung erneut zu einer Stimmgleichheit führt.

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

„Der Aufsichtsrat ist so zusammenzusetzen, dass seine Mitglieder insgesamt über die zur ordnungsgemäßen Wahrnehmung der Aufgaben erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen. Jedes Mitglied des Aufsichtsrats muss diejenigen Mindestkenntnisse und -fähigkeiten

besitzen oder sich aneignen, die es braucht, um alle normalerweise anfallenden Geschäftsvorgänge auch ohne fremde Hilfe verstehen und beurteilen zu können. Dem Aufsichtsrat soll eine ausreichende Zahl unabhängiger Kandidaten angehören, wobei ein Mitglied als unabhängig anzusehen ist, wenn es in keiner geschäftlichen Beziehung zur Gesellschaft oder deren Vorstand steht, die einen Interessenkonflikt begründet. Dem Aufsichtsrat sollen nicht mehr als zwei ehemalige Vorstandsmitglieder angehören und die Mitglieder des Aufsichtsrats sollen keine Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern des Unternehmens wahrnehmen.

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

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

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

Darüber hinaus sollte der Aufsichtsrat insgesamt über ein besonderes Verständnis für die Energiewirtschaft und die geschäftlichen Aktivitäten des E.ON-Konzerns verfügen. Hierzu zählen auch Kenntnisse über die wesentlichen Märkte, auf denen der E.ON-Konzern tätig ist. Weiterhin sollen die internen und externen Stakeholder-Gruppen (Aktionäre/Investoren, Arbeitnehmer/Gewerkschaften, Gesellschaft/Politik) im Aufsichtsrat vertreten sein.

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

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

Außerdem hat sich der Aufsichtsrat insgesamt das Ziel gesetzt, die Anzahl von Frauen im Aufsichtsrat kontinuierlich zu erhöhen. Zurzeit sind je ein Vertreter der Anteilseigner und ein Vertreter der Arbeitnehmer Frauen. Spätestens mit der nächsten turnusgemäßen Neuwahl des Aufsichtsrats im Jahr 2013 soll diese Zahl verdoppelt werden. Ab der übernächsten turnusgemäßen Wahl zum Aufsichtsrat sollen – entsprechend dem Anteil der weiblichen Beschäftigten im E.ON-Konzern – 30 Prozent Frauen im Aufsichtsrat vertreten sein.“

Die Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats werden erstmals bei den Vorschlägen für die Wahl von drei Aufsichtsratsmitgliedern der Anteilseigner auf der ordentlichen Hauptversammlung im Jahr 2011 berücksichtigt werden. Über den Stand der Umsetzung wird der Aufsichtsrat im nächsten Jahr ausführlich berichten.

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

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

Dem nach § 27 Abs. 3 Mitbestimmungsgesetz zu bildenden Vermittlungsausschuss gehören je zwei Mitglieder der Anteilseigner und der Arbeitnehmer an. Er unterbreitet dem Aufsichtsrat Vorschläge für die Bestellung von Vorstandsmitgliedern, wenn im ersten Wahlgang die erforderliche Mehrheit von zwei Dritteln der Stimmen der Aufsichtsratsmitglieder nicht erreicht wird, und tagt daher nur nach Bedarf.

Der Präsidialausschuss besteht aus den vier Mitgliedern des Vermittlungsausschusses. Er bereitet die Sitzungen des Aufsichtsrats vor und berät den Vorstand in Grundsatzfragen der strategischen Fortentwicklung des Unternehmens. In Eilfällen – wenn eine vorherige erforderliche Beschlussfassung des Aufsichtsrats nicht ohne wesentliche Nachteile für die Gesellschaft abgewartet werden kann – beschließt der Präsidialausschuss anstelle des Gesamtaufichtsrats. Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats und die Beschlussfassung über die Festsetzung der Gesamtbezüge des einzelnen Vorstandsmitglieds im Sinne des § 87 AktG vor. Daneben ist er zuständig

für den Abschluss, die Änderung und Beendigung der Anstellungsverträge mit den Mitgliedern des Vorstands und für die Unterbreitung eines Vorschlags zur Beschlussfassung des Aufsichtsrats über das Vergütungssystem für den Vorstand einschließlich der wesentlichen Vertragselemente. Er befasst sich darüber hinaus mit Fragen der Corporate Governance und berichtet dem Aufsichtsrat mindestens einmal jährlich über den Stand, die Effektivität und eventuelle Verbesserungsmöglichkeiten der Corporate Governance des Unternehmens.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss besteht aus vier Mitgliedern, die über besondere Kenntnisse auf dem Gebiet der Rechnungslegung beziehungsweise der Betriebswirtschaft verfügen. Der Vorsitzende verfügt als unabhängiger Experte – entsprechend den Vorgaben des 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 ein Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt. Überschreitet der Wert der genannten Geschäfte und Maßnahmen 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz, bereitet er die Entscheidung des Aufsichtsrats vor.

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

Alle Ausschüsse tagen turnusgemäß sowie darüber hinaus bei konkreten Anlässen entsprechend ihrer jeweiligen Zuständigkeit nach der Geschäftsordnung. Angaben zur Tätigkeit des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse im abgelaufenen Geschäftsjahr befinden sich im Bericht des Aufsichtsrats auf den Seiten 176 bis 179. Die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse befindet sich auf den Seiten 180 und 181.

### **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.

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

### Das Vergütungssystem des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats wird durch die Hauptversammlung bestimmt und in der Satzung der E.ON AG geregelt. Das Vergütungssystem trägt – im Einklang mit den gesetzlichen Vorschriften 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.

**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 €.

**Kurzfristige variable Vergütung:** Daneben erhalten die Aufsichtsratsmitglieder für jedes Geschäftsjahr eine variable Vergütung in Höhe von 345 € 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 € 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 ⅓ Cent übersteigt.

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 € je Tag der Sitzung. Schließlich besteht zugunsten der Mitglieder des Aufsichtsrats eine Vermögensschadenhaftpflichtversicherung, welche die gesetzliche Haftpflicht aus der Aufsichtsrats Tätigkeit abdeckt. Diese sah für den Versicherungsfall bisher einen Selbstbehalt von 50 Prozent der jährlichen fixen Vergütung des Aufsichtsratsmitglieds vor. Gemäß der Vorschrift des Deutschen Corporate Governance Kodex wurde 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 € 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.

### Änderung des Vergütungssystems des Aufsichtsrats ab 2011

Der Vorstand schlägt der Hauptversammlung am 5. Mai 2011 vor, das System der Aufsichtsratsvergütung zu ändern. Unter der Voraussetzung, dass die Hauptversammlung dem Vorschlag zustimmt, erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats ab dem

Geschäftsjahr 2011 ausschließlich eine feste Vergütung. Die Unabhängigkeit des Aufsichtsrats wird damit weiter gestärkt. Im Einzelnen ist folgende Vergütungsregelung vorgesehen:

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 140.000 €. Zusätzlich erhalten der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses 180.000 €, Mitglieder dieses Ausschusses 110.000 €, Vorsitzende weiterer Ausschüsse 140.000 €, Mitglieder dieser Ausschüsse 70.000 €.

Bei Mitgliedschaft in mehreren Ausschüssen wird nur die jeweils höchste Ausschussvergütung gezahlt.

Abweichend von dem vorstehend Beschriebenen erhält der Vorsitzende des Aufsichtsrats als feste Vergütung 440.000 €, sein Stellvertreter 320.000 €. Der Vorsitzende und der stellvertretende Vorsitzende des Aufsichtsrats erhalten keine zusätzliche Vergütung für ihre Tätigkeit in Ausschüssen.

### Die Vergütung des Aufsichtsrats

Unter der Voraussetzung, dass die Hauptversammlung von E.ON am 5. Mai 2011 die vorgeschlagene Dividende beschließt, betragen die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats 4,9 Mio € (Vorjahr: 4,9 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2010 bestanden keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind auf den Seiten 180 und 181 angegeben.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats 2010					
in €	Feste Vergütung	Kurzfristige variable Vergütung	Langfristige variable Vergütung	Aufsichtsratsbezüge von Tochtergesellschaften <sup>1)</sup>	Summe
Ulrich Hartmann	165.000	151.800	123.480	-	440.280
Erhard Ott	100.833	92.767	75.460	36.250	305.310
Werner Bartoschek	82.500	75.900	61.740	78.000	298.140
Sven Bergelin	55.000	50.600	41.160	63.288	210.048
Gabriele Gratz	82.500	75.900	61.740	103.000	323.140
Jens P. Heyerdahl d.y. (bis 30. Juni 2010)	27.500	25.300	20.580	-	73.380
Wolf-Rüdiger Hinrichsen	77.333	67.467	54.880	-	195.680
Ulrich Hocker	55.000	50.600	41.160	-	146.760
Prof. Dr. Ulrich Lehner	82.500	75.900	61.740	-	220.140
Bård Mikkelsen (seit 19. Juli 2010)	27.500	25.300	20.580	-	73.380
Hans Prüfer	82.500	75.900	61.740	-	220.140
Klaus Dieter Raschke	82.500	75.900	61.740	45.470	265.610
Dr. Walter Reitler	55.000	50.600	41.160	36.500	183.260
Hubertus Schmoltdt	77.917	71.683	58.310	-	207.910
Dr. Henning Schulte-Noelle	82.500	75.900	61.740	-	220.140
Dr. Karen de Segundo	55.000	50.600	41.160	-	146.760
Dr. Theo Siegert	110.000	101.200	82.320	-	293.520
Prof. Dr. Wilhelm Simson	55.000	50.600	41.160	-	146.760
Dr. Georg Frhr. von Waldenfels	55.000	50.600	41.160	-	146.760
Werner Wenning	82.500	75.900	61.740	-	220.140
Hans Wollitzer	82.500	75.900	61.740	57.250	277.390
<b>Zwischensumme</b>	<b>1.572.083</b>	<b>1.446.317</b>	<b>1.176.490</b>	<b>419.758</b>	<b>4.614.648</b>
Sitzungsgeld und Auslagenersatz					242.866
<b>Summe</b>					<b>4.857.514</b>

1) im Jahr 2010 zugeflossene Bezüge

## Das Vergütungssystem des Vorstands

Entsprechend der Vorgabe des Deutschen Corporate Governance Kodex (Fassung vom 18. Juni 2009), der die Festlegungen des Gesetzes zur Angemessenheit der Vorstandsvergütung (VorstAG) übernommen und zum Teil präzisiert hat, beschließt der Aufsichtsrat auf Vorschlag des Präsidiums das Vergütungssystem für den Vorstand und überprüft es regelmäßig.

Der Aufsichtsrat hat in seiner Sitzung am 14. Dezember 2009 das nachfolgend dargestellte Vergütungssystem beschlossen.

### Vergütungsbestandteile

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

Die Vergütungsbestandteile verhalten sich zueinander wie folgt:

- Grundgehalt: circa 30 bis 35 Prozent
- Jährliche Zieltantieme:  
bei 100 Prozent Zielerreichung: circa 40 bis 45 Prozent
- Langfristvergütung  
(Zuteilungswert): circa 20 bis 30 Prozent

### Jährliche Tantieme

Im Berichtsjahr galt die vom Aufsichtsrat am 14. Dezember 2009 beschlossene und zum 1. Januar 2010 in Kraft getretene Tantiemeregelung für den E.ON-Vorstand.

§ 87 des Aktiengesetzes in der Fassung des VorstAG verlangt die Ausrichtung der Vergütungsstruktur auf eine nachhaltige Unternehmensentwicklung. Zur Umsetzung dieser Bestimmungen hatte der Aufsichtsrat im Jahre 2009 mit den Vorstandsmitgliedern vereinbart, dem Tantiemesystem für den Vorstand mit Wirkung ab dem Jahr 2010 eine mehrjährige Bemessungsgrundlage beizugeben. Die Änderung betraf den unternehmenserfolgsabhängigen Teil der Tantieme. Lediglich bei Herrn Dr. Bernotat wurde aufgrund seines Ausscheidens aus dem Vorstand zum Ablauf des 30. April 2010 von einer Vertragsänderung abgesehen.

Die Höhe der jährlichen Tantieme bemisst sich danach, inwieweit bestimmte Ziele erreicht wurden. Dabei berücksichtigt das Zielvereinbarungssystem zu 70 Prozent unternehmenserfolgspezifische Ziele und zu 30 Prozent die individuelle Leistung. 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.

Die unternehmenserfolgsabhängige Zielerreichung wird zu gleichen Teilen aus der erzielten Kapitalrendite (ROCE) und dem operativen Erfolg (Adjusted EBIT) ermittelt.

Dabei richtet sich die Hälfte der unternehmenserfolgsabhängigen Tantieme, also 35 Prozent der Gesamttantieme, nach dem Unternehmenserfolg eines, nämlich des abgelaufenen, Jahres (einjährige Bemessungsgrundlage). Dieser Tantiemeteil wird auf der Grundlage der unternehmenserfolgsabhängigen Zielerreichung des abgelaufenen Jahres endgültig ermittelt und ausbezahlt.

Die andere Hälfte der unternehmenserfolgsabhängigen Tantieme, also ebenfalls 35 Prozent der Gesamttantieme, richtet sich nach dem Durchschnitt der unternehmenserfolgsabhängigen 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).

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.

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

Infolge der im Jahre 2009 beschlossenen Änderungen sind ab dem Jahr 2010 über 60 Prozent der variablen Vergütung (bestehend aus der Tantieme und der langfristigen variablen Vergütung) von langfristigen Zielgrößen abhängig. Somit ist die Nachhaltigkeit der variablen Vergütung gewährleistet. Darüber hinaus wird dem Erfordernis der Nachhaltigkeit durch die vom Aufsichtsrat zu berücksichtigenden Kriterien des § 87 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex bei der Festsetzung des individuellen Tantiemeteils Rechnung getragen.

Die Festsetzung der zeitanteiligen Tantieme für Herrn Dr. Bernotat richtete sich - in Abweichung von dem vorstehend Beschriebenen - noch nach dem vorherigen Tantiemesystem, das bis einschließlich 2009 für alle Vorstandsmitglieder galt. Hiernach wurde der unternehmererfolgsabhängige Teil der Tantieme in vollem Umfang auf Basis der Zielerreichung des abgelaufenen Jahres ermittelt und ausbezahlt. Der individuelle Teil der Tantieme war nach schriftlich vereinbarten Zielen beziehungsweise Aufgabenschwerpunkten festzusetzen.

### Änderung des Tantiemesystems ab 2011

Im Zusammenhang mit der neuen Unternehmensstrategie hat der Aufsichtsrat mit Wirkung ab dem 1. Januar 2011 abermals eine Änderung des Tantiemesystems beschlossen. Zur Ermittlung der Gesamtzielerreichung wird künftig zunächst die Zielerreichung aus dem operativen Erfolg ermittelt. Sodann wird die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Tantiemeteils nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgesetzt. Beide Zielerreichungsgrade werden im Verhältnis 70 zu 30 gewichtet und sodann addiert. Das so ermittelte Zwischenergebnis wird schließlich mit einem auf der erzielten Kapitalrendite beruhenden Wertschöpfungsfaktor multipliziert.

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

Bemessungsgröße für den Wertschöpfungsfaktor ist die erzielte durchschnittliche Kapitalrendite (ROACE). Den Zielwert bilden die gewichteten Kapitalkosten (WACC) des abgelaufenen Jahres zuzüglich eines vom Aufsichtsrat festzulegenden Zuschlags zur Erhöhung des Anspannungsgrads. Der Zuschlag liegt derzeit bei 2 Prozentpunkten. Der Wertschöpfungsfaktor beträgt 100 Prozent, wenn der tatsächlich erzielte ROACE-Wert diesem Zielwert entspricht. Fällt er um 2 Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt der Faktor 50 Prozent. Ist der ROACE mindestens 2 Prozentpunkte höher, dann beträgt der Faktor 150 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Für 35 Prozent der Gesamttantieme erfolgt die Bewertung der Zielerreichung auf Basis des abgelaufenen Jahres (einjährige Bemessungsgrundlage), für weitere 35 Prozent auf Basis eines Dreijahresdurchschnitts.

### Langfristige 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.

Zur 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 zuvor 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 STOXX Europe 600 Utilities (Net Return). 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.

Wie beim Tantiemesystem hat der Aufsichtsrat auch für den E.ON Share Performance Plan eine Änderung beschlossen. Für Performance-Rechte, die ab 2011 zugeteilt werden, richtet sich die Wertentwicklung einerseits nach der Entwicklung des E.ON-Aktienkurses und andererseits nach der durchschnittlichen Kapitalrendite (ROACE) im Verhältnis zu den gewichteten jährlichen Kapitalkosten (WACC) zuzüglich eines je Tranche vom Aufsichtsrat festzulegenden Zuschlags.

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 einen Selbstbehalt vor. Gemäß den Vorschriften des VorstAG beträgt dieser Selbstbehalt zehn Prozent des jeweiligen Schadens, ist insgesamt jedoch pro Jahr auf 150 Prozent der Jahresfixvergütung begrenzt.

### Abfindungs-Cap bei vorzeitiger Beendigung der Vorstandstätigkeit

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

Bei Herrn Dr. Bernotat war die Einfügung eines Abfindungs-Caps nicht erforderlich, da er zum Ablauf des April 2010 planmäßig in den Ruhestand getreten ist, sodass keine Abfindung wegen vorzeitiger Vertragsbeendigung in Betracht kam.

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

### Ruhegeldansprüche

Die im Geschäftsjahr 2010 von außerhalb des E.ON-Konzerns neu bestellten Vorstandsmitglieder, Frau Stachelhaus und Herr Kildahl, haben eine beitragsorientierte Versorgungszusage nach dem „Beitragsplan E.ON Vorstand“ erhalten, dessen Bedingungen (mit Ausnahme der Beitragshöhe) dem seit 2008 für neu eingetretene Mitarbeiter und Führungskräfte der deutschen Konzerngesellschaften geltenden System entsprechen. Im Rahmen des Beitragsplans E.ON Vorstand schreibt das Unternehmen den Mitgliedern des Vorstands Beiträge auf ihrem Versorgungskonto gut. Die Höhe der jährlichen Beträge resultiert aus einem festgelegten Prozentsatz von den beitragsfähigen Bezügen (Grundvergütung und Zieltantieme). Dieser Prozentsatz wurde für den Vorstand nach Beratung durch einen externen Vergütungsexperten festgelegt. Der jährliche Basisbeitrag beträgt 13 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Zweite Beitragskomponente ist ein Erfolgsbeitrag, dessen Höhe von der Differenz zwischen dem Konzern-ROCE und den

Kapitalkosten des Vorjahres abhängig ist. Der Erfolgsbeitrag beträgt mindestens 1 Prozent und höchstens 6 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Dritte Komponente ist ein jährlicher Matchingbeitrag in Höhe von 4 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Voraussetzung für die Gewährung des Matchingbeitrags ist, dass das Vorstandsmitglied seinerseits einen Mindestbeitrag in gleicher Höhe durch Entgeltumwandlung leistet. Der durch das Unternehmen finanzierte Matchingbeitrag wird ausgesetzt, wenn und solange die positive Differenz zwischen Konzern-ROCE und Kapitalkosten ab dem dritten Jahr in Folge geringer als 0 Prozentpunkte ist. Die in einem Kalenderjahr für ein Vorstandsmitglied geleisteten Beiträge werden unter Verwendung eines für jedes Jahr anhand des Renditeniveaus langfristiger Bundesanleihen ermittelten Zinssatzes in einen auf Endalter 62 berechneten Kapitalbaustein umgerechnet. Im Versorgungsfall kommt das Guthaben des Versorgungskontos nach Wahl des Vorstandsmitglieds oder der Hinterbliebenen als lebenslange Rente, in Raten oder als Einmalbetrag zur Auszahlung. Im Falle der Verrentung wird die monatliche Rente so festgesetzt, dass ihr Barwert im Zeitpunkt des Versorgungsfalls, frühestens jedoch zum Zeitpunkt der Beendigung der Zahlungen aus dem Dienstvertrag an das Vorstandsmitglied beziehungsweise seine Hinterbliebenen unter Berücksichtigung einer Dynamisierung von 1 Prozent jährlich dem Versorgungsguthaben entspricht.

Für Herrn Dr. Teyssen, Herrn Prof. Dr. Maubach, Herrn Dr. Schenck, Herrn Dr. Reutersberg und die im Geschäftsjahr ausgeschiedenen Vorstandsmitglieder Herrn Dr. Bernotat, Herrn Dänzer-Vanotti und Herrn Feldmann gelten hinsichtlich ihrer Ruhegeldansprüche die nachfolgenden Ausführungen:

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

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

Im Dritten Pensionsfall beträgt das reguläre Ruhegeld ebenfalls zwischen 50 und 75 Prozent des letzten Grundgehalts und wird ab Vollendung des 60. Lebensjahrs gezahlt. Für die Zeit vom Ausscheiden bis zur Vollendung des 60. Lebensjahrs erhält das ausgeschiedene Vorstandsmitglied ein gekürztes vorzeitiges Ruhegeld (Übergangsgeld), wenn es im Zeitpunkt des Ausscheidens mehr als fünf Jahre in einer Topmanagement-Position im E.ON-Konzern tätig war und wenn die Ursache der vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung nicht auf sein Verschulden oder die Ablehnung eines mindestens gleichwertigen Angebots zur Vertragsverlängerung zurückgeht. Die Höhe des Übergangsgelds richtet sich zunächst ebenfalls nach dem durch die Dauer der Vorstandstätigkeit erdienten Prozentsatz von 50 bis 75 Prozent des letzten Grundgehalts. Der ermittelte Betrag wird dann um das Verhältnis der tatsächlichen gegenüber der möglichen Dauer der Tätigkeit im Topmanagement des E.ON-Konzerns bis zur Regelaltersgrenze gekürzt. Hiervon abweichend sahen die Vorstandsverträge, welche die Gesellschaft vor dem Geschäftsjahr 2006 abgeschlossen hatte, keine Kürzung des Übergangsgelds vor.

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

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

Nach dem Tod eines aktiven oder ehemaligen Vorstandsmitglieds wird ein vermindertes Ruhegeld als Hinterbliebenenversorgung ausgezahlt. Witwen erhalten lebenslang 60 Prozent des Ruhegeldes, welches das Vorstandsmitglied am Todestag bezogen hat beziehungsweise bezogen hätte, wenn der Pensionsfall an diesem Tag eingetreten wäre. Das Witwengeld entfällt bei Wiederverheiratung. Unterhaltsberechtignte Kinder erhalten mindestens bis zur Erreichung des 18. Lebensjahres und darüber hinaus längstens bis zum 25. Lebensjahr für die Dauer der Schul- oder Berufsausbildung 20 Prozent des Ruhegeldes, welches das Vorstandsmitglied am Todestag bezogen hat beziehungsweise bezogen hätte. Vor dem Jahr 2006 erteilte Zusagen sehen abweichend hiervon Waisengelder in Höhe von 15 Prozent des Ruhegeldes vor. Übersteigen Witwen- und Waisengelder zusammen den Betrag des Ruhegeldes, erfolgt eine anteilige Kürzung der Waisengelder um den übersteigenden Betrag.

Die nachfolgende Darstellung vermittelt eine Übersicht über die Höhe der aktuellen Ruhegeldanwartschaften der Vorstandsmitglieder. Dabei werden auch die jeweiligen Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen individuell aufgeführt. Hierbei handelt es sich nicht um gezahlte Vergütung, sondern auf Basis von IFRS ermittelten rechnerischen Aufwand. Darüber hinaus wird der Barwert der Pensionsverpflichtungen auf Basis der im Rahmen der internationalen Rechnungslegungsstandards

verwendeten Defined Benefit Obligation mit einem Rechnungszins von 5 Prozent aufgeführt.

Entsprechend den Vorschriften des Gesetzes zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (BetrAVG) tritt Unverfallbarkeit von Pensionsanwartschaften der Vorstandsmitglieder erst nach einer Zusagedauer von 5 Jahren ein. Dies gilt für beide im Vorstehenden beschriebenen Systeme.

Vorstandspensionen					
	Aktuelle Höhe der Ruhegeldanwartschaft zum 31. Dezember 2010		Höhe der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen im Jahr 2010		Barwert zum 31. Dezember 2010
	in % des Grundgehalts	absolut in €	in €	davon Zinsaufwand in €	in €
Dr. Wulf H. Bernotat (bis 30. April 2010) <sup>1)</sup>	-	-	536.953	536.953	13.581.803
Dr. Johannes Teyssen	70	784.000	758.605	397.322	8.590.587
Christoph Dänzer-Vanotti (bis 12. Mai 2010)	50	375.000	472.738	173.020	5.171.717
Lutz Feldmann (bis 12. Mai 2010)	60	450.000	263.869	195.644	2.854.189
Jørgen Kildahl (seit 13. Mai 2010) <sup>2)</sup>	-	-	209.495	-	209.495
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (seit 13. Mai 2010)	50	350.000	280.475	88.180	3.004.887
Dr. Bernhard Reutersberg (seit 11. August 2010)	60	420.000	379.517	56.323	6.810.972
Dr. Marcus Schenck	50	375.000	439.221	62.014	1.763.103
Regine Stachelhaus (seit 24. Juni 2010) <sup>2)</sup>	-	-	218.524	-	218.524

1) Pensionseintritt zum 1. Mai 2010  
2) Beitragsplan E.ON-Vorstand

## Die Vergütung des Vorstands

Im Jahr 2010 wurde keine generelle Anpassung der Vergütungshöhe vorgenommen. Mit der Ernennung von Herrn Dr. Teyssen zum Vorstandsvorsitzenden zum 1. Mai 2010 hat der Aufsichtsrat für Herrn Dr. Teyssen eine individuelle Gehaltsanpassung beschlossen.

Der Aufsichtsrat hat in seiner Sitzung am 8. März 2011 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 2010 15,4 Mio € (2009: 16,1 Mio €). Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands für 2010						
in €	Grundvergütung	Tantieme	Sonstige Bezüge	Wert der gewährten Performance-Rechte	Summe	Anzahl gewährter Performance-Rechte
				(5. Tranche)		(5. Tranche)
Dr. Wulf H. Bernotat (bis 30. April 2010)	413.333	600.000	7.450	306.170	1.326.953	16.514
Dr. Johannes Teyssen	1.080.000	2.337.000	27.966	793.772	4.238.738	42.814
Christoph Dänzer-Vanotti (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	6.300	435.449	1.118.093	23.487
Lutz Feldmann (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	11.558	435.449	1.123.351	23.487
Jørgen Kildahl (seit 13. Mai 2010)	444.444	686.000	48.006	272.149	1.450.599	14.679
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (seit 13. Mai 2010)	421.213	786.000	60.379	34.021	1.301.613	1.835
Dr. Bernhard Reutersberg (seit 11. August 2010)	273.106	421.000	9.847	34.021	737.974	1.835
Dr. Marcus Schenck	750.000	1.530.000	26.351	544.297	2.850.648	29.358
Regine Stachelhaus (seit 24. Juni 2010)	363.258	563.000	31.964	272.149	1.230.371	14.679
<b>Summe</b>	<b>4.293.742</b>	<b>7.727.300</b>	<b>229.821</b>	<b>3.127.477</b>	<b>15.378.340</b>	<b>168.688</b>

Die sonstigen Bezüge der Vorstandsmitglieder umfassen im Wesentlichen geldwerte Vorteile aus der privaten Nutzung von Dienst-Pkw sowie in Einzelfällen die vorübergehende Übernahme von Mieten für Zweitwohnsitze sowie die entsprechende Übernahme der Lohnsteuer.

Die im Geschäftsjahr zugeteilten Rechte aus dem E.ON Share Performance Plan der 5. Tranche (Performance-Rechte) wurden mit dem beizulegenden Zeitwert (Fair Value) zum Zeitpunkt der Gewährung von 18,54 € 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 2010 betrug der Zielwert der Zuteilung für den Vorstandsvorsitzenden 1.166.667 €, für Herrn Dr. Schenck 0,8 Mio €, für die Herren Dänzer-Vanotti und Feldmann jeweils 0,64 Mio €, für Herrn Dr. Bernotat 0,45 Mio € und für alle weiteren Vorstandsmitglieder jeweils 0,4 Mio €.

Als ergänzende Angabe ist gemäß § 314 Abs. 1 Nr. 6 a Satz 8 HGB der Aufwand der Gesellschaft für sämtliche im aktuellen Jahr und in Vorjahren gewährten und im Geschäftsjahr bestehenden Tranchen zeitanteilig auszuweisen. Für das Berichtsjahr ergibt sich für die im Jahr 2010 bestehenden Performance-Rechte gemäß IFRS 2 folgender bilanzieller Aufwand: Herr Dr. Bernotat 1,5 Mio €, Herr Feldmann und Herr Dänzer-Vanotti jeweils 0,1 Mio €, Herr Kildahl und Frau Stachelhaus jeweils 39 T€ sowie die Herren Prof. Dr. Maubach und Dr. Reutersberg jeweils 5 T€. Für die Herren Dr. Teysen, und Dr. Schenck ergibt sich jeweils ein Ertrag von 0,1 Mio €.

Weitere detaillierte Informationen zur aktienbasierten Vergütung der E.ON AG sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.

Herr Dr. Bernotat ist mit Ablauf des 30. April 2010 aus dem Vorstand der E.ON AG ausgeschieden und in den Ruhestand getreten. Er hat nach seinem Ausscheiden sonstige Bezüge in Höhe von 86 T€ erhalten.

Die Herren Dänzer-Vanotti und Feldmann sind in beiderseitigem Einvernehmen mit Ablauf des 12. Mai 2010 aus dem Vorstand ausgeschieden. Mit beiden Herren wurden Aufhebungsverträge unter Beachtung des Abfindungs-Caps geschlossen.

Der Dienstvertrag von Herrn Dänzer-Vanotti wurde zum 30. September 2010 beendet. Seine anteilige Tantieme für das Jahr 2010 wurde auf Basis einer Zielerreichung von 100 Prozent festgesetzt. In der Zeit von der Beendigung des Vorstandsamtes bis zur Vertragsbeendigung erhielt Herr Dänzer-Vanotti dienstvertragliche Bezüge in Höhe von 713.065 €. Zur Abgeltung seiner Ansprüche für die Restlaufzeit seines bis zum 30. November 2014 laufenden Dienstvertrags wurde mit Herrn Dänzer-Vanotti eine Abfindungssumme in Höhe von 5,19 Mio € vereinbart. Ab dem 1. Oktober 2012 bis zum 30. April 2015 hat er einen dienstvertraglichen Anspruch auf ein gekürztes Ruhegeld in Höhe von 200.212 € jährlich.

Der Dienstvertrag von Herrn Feldmann wurde zum 30. Juni 2010 beendet. Seine anteilige Tantieme für das Jahr 2010 wurde auf Basis einer Zielerreichung von 100 Prozent festgesetzt. In der Zeit von der Beendigung des Vorstandsamtes bis zur Vertragsbeendigung erhielt Herr Feldmann dienstvertragliche Bezüge in Höhe von 252.685 €. Zur Abgeltung seiner Ansprüche für die Restlaufzeit seines bis zum 30. November 2014 laufenden Dienstvertrags wurde mit Herrn Feldmann eine Abfindung in Höhe von 5,29 Mio € vereinbart. Ab dem 1. Dezember 2014 bis zum 31. März 2017 hat er einen dienstvertraglichen Anspruch auf ein gekürztes Ruhegeld in Höhe von 226.380 € jährlich.

Im Geschäftsjahr 2010 bestanden keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 187.

### **Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder**

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 25,4 Mio € (Vorjahr: 9,9 Mio €).

Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 136,6 Mio € (Vorjahr: 109,1 Mio €) zurückgestellt.

## Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB

### Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals

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

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

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

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

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

Der Vorstand der Gesellschaft besteht nach der Satzung der Gesellschaft aus mindestens zwei Mitgliedern. Die 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 bei Ausnutzung des genehmigten oder bedingten Kapitals anzupassen.

### Befugnisse des Vorstands, Aktien auszugeben oder zurückzukaufen

Der Vorstand ist gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 bis zum 5. Mai 2015 ermächtigt, eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach §§ 71 a ff. Aktiengesetz zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als zehn Prozent des Grundkapitals entfallen.

Der Erwerb erfolgt nach Wahl des Vorstands

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

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

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

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

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

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

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

Der Vorstand ist gemäß § 3 Abs. 5 der Satzung ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 5. Mai 2014 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460.000.000 € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (Genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. Aktiengesetz). Dabei ist der Vorstand – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, das Bezugsrecht der Aktionäre bei Ausgabe von Aktien gegen Bareinlage in Höhe von bis zu zehn Prozent des Grundkapitals auszuschließen, wobei auf die Zehn-Prozent-Grenze diejenigen Aktien angerechnet werden, die unter Ausschluss des Bezugsrechts durch im Beschluss beschriebene Maßnahmen ausgegeben wurden. Bei Aktienaussgabe 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 ausgegebenen Aktien gegen

Sacheinlagen unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zusammen nicht mehr als 20 Prozent des Grundkapitals ausmachen dürfen. Außerdem darf die Summe der unter Ausschluss des Bezugsrechts gegen Bar- und Sacheinlagen ausgegebenen Aktien 20 Prozent des Grundkapitals nicht übersteigen.

Weiterhin hat die Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 dem Vorstand die Ermächtigung zur Begebung von Teilschuldverschreibungen mit Wandlungs- oder Optionsrechten beziehungsweise Wandlungspflichten, Genussrechten und Gewinnschuldverschreibungen (beziehungsweise einer Kombination dieser Instrumente) erteilt. Danach kann der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 5. Mai 2015 einmalig oder mehrmals auf den Inhaber lautende Options- oder Wandelanleihen, Genussrechte oder Gewinnschuldverschreibungen oder eine Kombination dieser Instrumente im Gesamtnennbetrag von bis zu 5 Mrd € ausgeben und den Inhabern von Optionsanleihen Optionsrechte beziehungsweise den Inhabern von Wandelanleihen Wandlungsrechte für auf den Namen lautende Aktien der Gesellschaft mit einem anteiligen Betrag des Grundkapitals von insgesamt bis zu 175.000.000 € nach näherer Maßgabe der Options- beziehungsweise Wandelanleihebedingungen gewähren. Dabei ist sichergestellt, dass der Gesamtnennbetrag von bis zu 5 Mrd € insgesamt durch die Ausnutzung der Ermächtigung nur einmal ausgenutzt werden kann. Entsprechend der Ermächtigung ist das Grundkapital der Gesellschaft durch § 3 Abs. 3 und § 3 Abs. 4 der Satzung um jeweils bis zu 175.000.000 € bedingt erhöht. Auch hier ist der Vorstand ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht der Aktionäre auf gegen Barzahlung ausgegebene Schuldverschreibungen, die mit Options- und/oder Wandlungsrecht oder Wandlungspflicht ausgegeben werden, vollständig auszuschließen.

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

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

Das seit 2007 neu aufgenommene Fremdkapital enthält in der Regel eine Change-of-Control-Klausel, die ein Kündigungsrecht des Gläubigers vorsieht. Dies betrifft unter anderem Anleihen, die von der E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON AG begeben wurden, von der E.ON AG begebene Schuldscheindarlehen sowie weitere Instrumente wie zum Beispiel Kreditverträge. Die Einräumung des Change-of-Control-Rechtes für Gläubiger hat sich als Teil guter Corporate Governance zum Marktstandard entwickelt. Weitere Informationen zu Finanzverbindlichkeiten finden Sie im zusammengefassten Lagebericht im Kapitel Finanzlage und in der Textziffer 26 des Anhangs.

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

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

### Angaben nach § 289 Abs. 5 HGB zum internen Kontrollsystem im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess

#### Allgemeine Grundlagen

Der E.ON-Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315 a 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 in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) und des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt.

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

### Organisation der Rechnungslegung

Der Konzernabschluss wird im E.ON-Konzern in einem mehrstufigen Prozess mithilfe einer einheitlichen SAP-Konsolidierungssoftware erstellt. Die von 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 konzerneinheitlichen Kontenrahmen und für die Durchführung der zentralen Konsolidierungsmaßnahmen bei der E.ON AG. Einzelne Prozesse, die indirekten Einfluss auf die Rechnungslegung haben – wie zum Beispiel die Personalverwaltung –, sind bei einigen Einheiten bei internen Dienstleistern (Shared Service Centern) konzentriert.

Für die in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften gilt eine einheitliche Richtlinie zur Bilanzierung und Berichterstattung für die Konzernjahres- und -quartalsabschlüsse. Diese umfasst eine Beschreibung der allgemeinen Konsolidierungsprozesse des E.ON-Konzerns sowie die anzuwendenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze in Übereinstimmung mit IFRS. Hier werden auch für unser Unternehmen typische Rechnungslegungsvorschriften – wie zum Beispiel zu den Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich und zur Behandlung regulatorischer Verpflichtungen – erläutert. Darüber hinaus gilt ein verbindlicher 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 IT erbracht.

Bilanz der E.ON AG		31. Dezember			
		in Mio €	Anhang	2010	2009
Immaterielle Vermögensgegenstände	(1)		0,2	5,0	
Sachanlagen	(1)		134,1	141,6	
Finanzanlagen					
Anteile an verbundenen Unternehmen	(2)		34.807,9	33.782,1	
Übrige Finanzanlagen	(3)		4.175,2	4.558,4	
<b>Anlagevermögen</b>	(4)		<b>39.117,4</b>	<b>38.487,1</b>	
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände					
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	(5)		19.309,9	23.267,0	
Sonstige Vermögensgegenstände	(6)		2.712,7	3.274,9	
Wertpapiere	(7)		3.010,3	1.526,5	
Flüssige Mittel	(8)		2.271,3	2.025,0	
<b>Umlaufvermögen</b>			<b>27.304,2</b>	<b>30.093,4</b>	
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>	(9)		<b>111,7</b>	<b>107,6</b>	
<b>Summe Aktiva</b>			<b>66.533,3</b>	<b>68.688,1</b>	
Gezeichnetes Kapital	(10)	2.001,0		2.001,0	
Rechnerischer Wert eigener Anteile		-93,6		-82,6	
Ausgegebenes Kapital			1.907,4	1.918,4	
Bedingtes Kapital: 175,0 Mio €					
Kapitalrücklage	(11)		5.865,7	5.865,7	
Gewinnrücklagen	(12)		3.017,0	1.810,8	
Bilanzgewinn			2.858,1	2.858,2	
<b>Eigenkapital</b>	(13)		<b>13.648,2</b>	<b>12.453,1</b>	
<b>Sonderposten mit Rücklageanteil</b>	(14)		<b>-</b>	<b>383,8</b>	
Pensionsrückstellungen		353,9		367,6	
Freistellungsanspruch		-296,0		-310,3	
	(15)		57,9	57,3	
Steuerrückstellungen	(16)		4.424,4	3.964,0	
Sonstige Rückstellungen	(17)		1.560,6	933,1	
<b>Rückstellungen</b>			<b>6.042,9</b>	<b>4.954,4</b>	
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten			2.036,4	2.600,8	
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen			44.237,4	46.344,8	
Sonstige Verbindlichkeiten			541,5	1.933,3	
<b>Verbindlichkeiten</b>	(18)		<b>46.815,3</b>	<b>50.878,9</b>	
<b>Rechnungsabgrenzungsposten</b>			<b>26,9</b>	<b>17,9</b>	
<b>Summe Passiva</b>			<b>66.533,3</b>	<b>68.688,1</b>	

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON AG			
in Mio €	Anhang	1. Januar bis 31. Dezember	
		2010	2009
Beteiligungsergebnis	(19)	6.742,3	6.689,0
Zinsergebnis	(20)	-1.323,8	-1.194,6
Sonstige betriebliche Erträge	(21)	8.704,5	12.083,8
Personalaufwand	(22)	-111,9	-134,7
Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen		-12,4	-12,2
Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens	(23)	-1.570,8	-94,4
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(24)	-7.893,3	-12.329,2
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>		<b>4.534,6</b>	<b>5.007,7</b>
Außerordentliche Aufwendungen	(25)	-85,6	-
Steuern	(26)	-637,6	-1.173,0
<b>Jahresüberschuss</b>		<b>3.811,4</b>	<b>3.834,7</b>
Einstellung in die Gewinnrücklagen	(12)	-953,3	-976,5
<b>Bilanzgewinn</b>		<b>2.858,1</b>	<b>2.858,2</b>

## Anhang der E.ON AG zum Jahresabschluss 2010

### Allgemeine Grundlagen

Der Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuchs in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) (HGB n. F.) und des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt. Die Anwendung der geänderten Vorschriften erfolgt erstmals für das Geschäftsjahr 2010. Die Vorjahreszahlen wurden nicht angepasst. Im Rahmen der Erstanwendung des BilMoG wurden 457,4 Mio € erfolgsneutral in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Um die Klarheit der Darstellung zu verbessern, sind einzelne Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen und erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Der Jahresabschluss wird in Euro (€) aufgestellt; die Beträge werden in Millionen Euro (Mio €) angegeben.

### Bilanzierung, Bewertung und Ausweis

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände werden grundsätzlich zu Anschaffungskosten bewertet und planmäßig linear innerhalb von drei Jahren abgeschrieben. Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände, die im Zusammenhang mit der Aktivierung von Aufwendungen zur Einführung eines betriebswirtschaftlichen Softwaresystems (ERP-Software) stehen, werden planmäßig innerhalb von fünf Jahren abgeschrieben. Selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände werden nicht aktiviert.

Die Sachanlagen sind mit Anschaffungs- oder Herstellungskosten, vermindert um planmäßige Abschreibungen, bewertet. Bei Gebäuden werden die Abschreibungen grundsätzlich linear über eine Nutzungsdauer von maximal 25 Jahren vorgenommen. Für Sachanlagen, die bereits zu Beginn des Geschäftsjahres vorhanden waren und degressiv abgeschrieben wurden, wird das Beibehaltungswahlrecht gemäß Artikel 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB n. F. ausgeübt und die degressive Abschreibung fortgeführt. Zugänge ab dem Geschäftsjahr 2010 werden ausschließlich linear entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben. Die Abschreibungen des beweglichen Anlagevermögens werden pro rata temporis vorgenommen.

Geringwertige Wirtschaftsgüter mit Anschaffungskosten bis zu 150 € werden im Zugangsjahr voll abgeschrieben. Für Anlagenzugänge, die seit dem 1. Januar 2008 erfolgen, wird ein Sammelposten gebildet, wenn die Anschaffungskosten mehr als 150 € und weniger als 1.000 € betragen. Der jeweilige Sammelposten wird im Jahr der Bildung und in den folgenden vier Geschäftsjahren mit jeweils einem Fünftel ergebniswirksam abgeschrieben.

Die Anteile an verbundenen Unternehmen und die Beteiligungen werden grundsätzlich mit den Anschaffungskosten beziehungsweise mit den ihnen beizulegenden niedrigeren Werten bilanziert. Einbringungsvorgänge und Verschmelzungen erfolgen zu Buch- oder Zeitwerten. Verzinsliche Ausleihungen werden mit ihren Nennwerten, langfristige unverzinsliche und niedrig verzinsliche Darlehen und Forderungen mit ihren Barwerten bilanziert.

Bei den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen werden erkennbare Einzelrisiken durch Wertberichtigungen berücksichtigt. Die Wertpapiere des Umlaufvermögens sind zu Anschaffungskosten beziehungsweise niedrigeren Börsenkursen oder zu Rücknahmewerten bilanziert. Ein aktivischer Ausweis von erworbenen eigenen Anteilen ist aufgrund der Neufassung des § 272 HGB nicht mehr zulässig. Entsprechend entfällt die korrespondierende Rücklage für eigene Anteile. Der Ausweis der zum 31. Dezember 2009 gehaltenen eigenen Anteile wurde zum 1. Januar 2010 an das neue Recht gemäß § 272 Abs. 1a HGB n. F. in der Form angepasst, dass der rechnerische Nennwert der eigenen Anteile offen vom gezeichneten Kapital abgesetzt und der darüber hinausgehende Betrag mit den frei verfügbaren Gewinnrücklagen verrechnet wurde. Die Rücklage für eigene Anteile wurde in die anderen Gewinnrücklagen umgebucht.

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der Altersversorgung der Mitarbeiter bestehen Ansprüche aus rückgedeckten Pensionsverpflichtungen gegen die Versorgungskasse Energie VVaG (VKE), Hannover. Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus Altersteilzeitguthaben der Mitarbeiter sind entsprechende Mittel in Festgeldern angelegt, welche vom Energie-Sicherungstreuhand e.V., Hannover, treuhänderisch für die E.ON AG verwaltet werden. Die betreffenden Vermögensgegenstände (Deckungsvermögen) sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Die Bewertung des Deckungsvermögens erfolgt von 2010 an zum beizulegenden Zeitwert. Dieser wird mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen gemäß § 246 Abs. 2 HGB verrechnet. Entsprechend wird mit den zugehörigen Aufwendungen und Erträgen aus Zinseffekten und aus dem zu verrechnenden Vermögen verfahren. Der sich ergebende Verpflichtungsüberhang wird unter den Rückstellungen erfasst. Im Vorjahr wurden die Vermögensgegenstände des Deckungsvermögens unsaldiert ausgewiesen und mit Anschaffungskosten bewertet. Die Rückdeckungsansprüche wurden unter den Forderungen gegen verbundene Unternehmen und die treuhänderisch verwalteten Festgelder unter den sonstigen Vermögensgegenständen ausgewiesen.

Die auf Fremdwährung lautenden Kassenbestände, die laufenden Bankkonten und Haftungsverhältnisse werden mit den Kursen am Bilanzstichtag umgerechnet. Auf fremde Währungen lautende Vermögensgegenstände und Verbindlichkeiten mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr sind gemäß § 256 a HGB n. F. zum Devisenkassamittelkurs am Abschlussstichtag umzurechnen. Im Rahmen der Erstanwendung BilMoG ergaben sich zum 1. Januar 2010 keine Bewertungsunterschiede. Andere Fremdwährungsposten werden mit dem Kurs am Tag des Geschäftsvorfalles unter Beachtung des Niederstwertprinzips zum Bilanzstichtag bewertet. Soweit Grundgeschäfte mit Sicherungsgeschäften zu geschlossenen Positionen zusammengefasst werden, erfolgt die Bewertung mit dem gesicherten Kurs.

Ausgaben des Geschäftsjahres, die Aufwand nach dem Bilanzstichtag darstellen, sind als aktiver Rechnungsabgrenzungsposten ausgewiesen.

Derivative Finanzinstrumente werden zur Abdeckung von Zins- und Devisenrisiken aus gebuchten, schwebenden und geplanten Grundgeschäften eingesetzt. Die gebuchten und schwebenden Grundgeschäfte werden mit den zugehörigen Sicherungsgeschäften zu Portfolios, die pro Währung nach Devisen- und Zinssicherungsinstrumenten getrennt gebildet werden, zusammengefasst. In einem Portfolio enthaltene Geschäfte werden einzeln zum Bilanzstichtag bewertet. Die der Marktwärtermittlung zugrunde liegenden Bewertungsmethoden und Annahmen stellen sich wie folgt dar:

- Devisentermingeschäfte und -swaps werden mit dem Terminkurs am Bilanzstichtag bewertet.
- Devisenoptionen werden entsprechend ihrer Ausgestaltung mit Black-Scholes- beziehungsweise Binomialmodellen bewertet.

- Instrumente zur Sicherung von Zinsrisiken werden durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows bewertet. Die Diskontierung erfolgt anhand der marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Instrumente. Die Zinsauszahlungsbeträge werden im Zahlungszeitpunkt beziehungsweise bei der Abgrenzung zum Stichtag erfolgswirksam erfasst.

Aus dem Saldo der Marktwerte und der Anschaffungskosten ergibt sich das Bewertungsergebnis des Portfolios. Nach handelsrechtlichen Bewertungsgrundsätzen führt ein negatives Bewertungsergebnis des jeweiligen Portfolios zur Bildung einer Rückstellung für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften, während ein positives Bewertungsergebnis unberücksichtigt bleibt. Daneben können gebuchten und schwebenden Grundgeschäften Sicherungsgeschäfte direkt zugeordnet und mit diesen zu Bewertungseinheiten bilanziert werden. E.ON AG bilanziert die Bewertungseinheiten entsprechend der Einfrierungsmethode.

Die Neuregelung zu Bewertungseinheiten in § 254 HGB n. F. führt zu einer Erweiterung der bestehenden Bilanzierungspraxis der E.ON AG in der Form, dass auch Sicherungsgeschäfte zur Absicherung zukünftiger Zahlungsströme (antizipative Sicherungen) im Rahmen von Bewertungseinheiten bewertet werden.

Die E.ON AG hat Risikomanagementrichtlinien für den Einsatz von derivativen Finanzinstrumenten aufgestellt. Die Kreditrisiken aus dem Einsatz der derivativen Finanzinstrumente werden systematisch konzernweit überwacht und gesteuert.

Aufgrund des Wegfalls der umgekehrten Maßgeblichkeit ist eine Neubildung von Sonderposten mit Rücklageanteil nach BilMoG nicht mehr zulässig. Der im Vorjahr unter dieser Position ausgewiesene Betrag in Höhe von 383,8 Mio € wurde gemäß Artikel 67 Abs. 3 Satz 2 EGHGB n. F. erfolgsneutral in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Die Bewertung der Pensionen und pensionsähnlichen Verpflichtungen erfolgt unverändert nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren unter Anwendung der nach internationalen Rechnungslegungsgrundsätzen üblichen Projected Unit Credit Method. Für die Abzinsung der Pensionsverpflichtungen wird – abweichend zum Vorjahr – der von der Deutschen Bundesbank

veröffentlichte durchschnittliche Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren zugrunde gelegt. Weiterhin sind ein Gehaltstrend und eine Rentendynamik berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2005 G von K. Heubeck zugrunde. Als Bewertungsendalter werden grundsätzlich die frühestmöglichen Altersgrenzen in der gesetzlichen Rentenversicherung unter Berücksichtigung der Regelungen des RV-Altersgrenzenanpassungsgesetzes vom 20. April 2007 herangezogen. Für Mitarbeiter mit abgeschlossenen Vorruhestands- oder Altersteilzeitvereinbarungen wird das vertraglich vereinbarte Endalter berücksichtigt. Des Weiteren werden Fluktuationswahrscheinlichkeiten verwendet.

Mit Wirkung zum 31. Dezember 2006 ist die MEON Pensions GmbH & Co. KG (MEON), Grünwald, durch einen Vertrag über einen Schuldbeitritt nebst Erfüllungsübernahme Versorgungsverpflichtungen der Gesellschaft gegenüber aktiven Arbeitnehmern und deren Hinterbliebenen als Schuldnerin beigetreten (Schuldmitübernahme). MEON stellt die Gesellschaft im Innenverhältnis von den in diesem Vertrag genannten Versorgungsverpflichtungen frei. Als Gegenleistung für die Freistellung wurden von der Gesellschaft entsprechend werthaltige Vermögenswerte auf MEON übertragen. Die Bewertung der Freistellungsforderung erfolgt analog der Bewertung der zugrunde liegenden Versorgungsverpflichtung.

Die Freistellungsforderung wird offen mit den Pensionsrückstellungen verrechnet.

Die Steuerrückstellungen und sonstigen Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verpflichtungen. Der Ansatz der sonstigen Rückstellungen erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags. Zukünftige Preis- und Kostensteigerungen werden mit einbezogen, sofern ausreichend objektive Hinweise für deren Eintritt vorliegen. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit dem ihrer Restlaufzeit entsprechenden durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre abgezinst.

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag am Bilanzstichtag angesetzt. Handelt es sich um Rentenverpflichtungen, sind diese zum Barwert unter Verwendung eines fristenadäquaten durchschnittlichen Marktzinssatzes der vergangenen sieben Geschäftsjahre angesetzt. Die Werte für Verbindlichkeiten aus Bürgschaften und Gewährleistungsverträgen entsprechen den am Bilanzstichtag noch valutierenden Kreditbeträgen.

Einnahmen des Geschäftsjahres, die Erträge nach dem Bilanzstichtag darstellen, sind als passive Rechnungsabgrenzungsposten ausgewiesen.

Latente Steuern werden gemäß § 274 Abs. 1 HGB n. F. ab 2010 für zeitliche Unterschiede zwischen den handelsrechtlichen und steuerlichen Wertansätzen von Vermögensgegenständen, Schulden und Rechnungsabgrenzungsposten ermittelt. Dabei werden bei der E.ON AG nicht nur die Unterschiede aus den eigenen Bilanzposten einbezogen, sondern auch solche, die bei Organtöchtern beziehungsweise bei Personengesellschaften bestehen, an denen die E.ON AG als Gesellschafter beteiligt ist. Zusätzlich zu den zeitlichen Bilanzierungsunterschieden werden steuerliche Verlustvorträge und Zinsvorträge berücksichtigt. Die Ermittlung der latenten Steuern erfolgt auf Basis des kombinierten Ertragsteuersatzes von aktuell 30,0 Prozent. Der kombinierte Ertragsteuersatz umfasst Körperschaftsteuer, Gewerbesteuer und Solidaritätszuschlag. Abweichend hiervon werden latente Steuern aus zeitlichen Bilanzierungsunterschieden bei Beteiligungen in der Rechtsform einer Personengesellschaft auf Basis eines kombinierten Ertragsteuersatzes ermittelt, der lediglich Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag beinhaltet; dieser beträgt derzeit 16,0 Prozent.

Der Ausweis der latenten Steuern in der Bilanz erfolgt saldiert (§ 274 Abs. 1 Satz 3 HGB n. F.). Soweit sich insgesamt eine Steuerentlastung ergibt (Aktivüberhang), wird das Aktivierungswahlrecht nach § 274 Abs. 1 Satz 2 HGB n. F. nicht ausgeübt. Eine sich ergebende Steuerbelastung wird als passive latente Steuer in der Bilanz ausgewiesen. In der Gewinn- und Verlustrechnung wird die Veränderung der bilanzierten latenten Steuern unter dem Posten „Steuern“ gesondert ausgewiesen. Im Geschäftsjahr ergab sich insgesamt eine - nicht bilanzierte - aktive latente Steuer.

## Erläuterungen zur Bilanz

### (1) Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen

Die immateriellen Vermögensgegenstände haben sich im Vergleich zum Vorjahr auf 0,2 Mio € reduziert. Sie beinhalten ausschließlich aktivierte Software.

Das Sachanlagevermögen hat sich im Vergleich zum Vorjahr nur geringfügig verändert. Den Zugängen von 0,6 Mio € stehen Abgänge von 0,5 Mio € (ursprüngliche Anschaffungskosten 0,9 Mio €) gegenüber.

Die planmäßigen Abschreibungen betragen im Berichtsjahr 7,6 Mio €.

## (2) Anteile an verbundenen Unternehmen

Die hier zum 31. Dezember 2009 ausgewiesenen Wertberichtigungen in Höhe von 73,6 Mio €, welche gemäß § 254 HGB a. F. gebildet wurden, sind zum 1. Januar 2010 gemäß Artikel 67 Abs. 4 Satz 2 EGHGB n. F. im Rahmen einer Zuschreibung erfolgsneutral in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt worden.

Im Berichtsjahr erfolgten Zugänge bei Anteilen an verbundenen Unternehmen in Höhe von 2.732,7 Mio € und Abgänge in Höhe von 210,6 Mio €.

Von den Zugängen entfallen 2.000,0 Mio € auf die Umwandlung von Darlehen gegenüber der E.ON Italia S.p.A. in deren Kapitalrücklage. Darüber hinaus wurden 732,7 Mio € in die Kapitalrücklage der E.ON US Holding GmbH eingezahlt.

Die Abgänge betreffen im Wesentlichen die konzerninterne Veräußerung von 52 Prozent der Beteiligung an der E.ON Gruga

Objektgesellschaft mbH & Co. KG in Höhe von 104,5 Mio € sowie die Veräußerung der Beteiligung an der transpower Stromübertragungs GmbH in Höhe von 102,3 Mio €.

Im Berichtsjahr erfolgte im Wesentlichen eine Abschreibung aufgrund voraussichtlich dauernder Wertminderung in Höhe von 1.562,3 Mio € auf die Beteiligung an der E.ON Italia S.p.A.

Eine Aufstellung des Anteilsbesitzes der E.ON AG zum 31. Dezember 2010 ist auf Seite 99 ff. Bestandteil dieses Anhangs.

## (3) Übrige Finanzanlagen

Unter den übrigen Finanzanlagen sind die Beteiligungen mit 8,9 Mio € und die Ausleihungen mit 4.166,3 Mio € zusammengefasst.

## (4) Anlagevermögen

Die Aufgliederung und Entwicklung der in der Bilanz zusammengefassten Posten stellen sich wie folgt dar:

Entwicklung des Anlagevermögens der E.ON AG										
in Mio €	Anschaffungs- und Herstellungskosten				Kumulierte Abschreibungen		Buchwerte		Abschreibungen des Geschäftsjahres 2010	Zuschreibungen des Geschäftsjahres 2010
	Stand 1. Januar 2010	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Stand 31. Dezember		2010	2009		
	2010				2010	2010	2010	2009		
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte	26,4	-	-	-	26,4	26,2	0,2	5,0	4,8	-
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände</b>	<b>26,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>26,4</b>	<b>26,2</b>	<b>0,2</b>	<b>5,0</b>	<b>4,8</b>	<b>-</b>
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	153,1	-	0,5	-	152,6	42,4	110,2	115,7	5,1	-
Technische Anlagen und Maschinen	2,6	-	-	-2,5	0,1	0,1	-	2,2	-	-
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	27,0	0,5	0,4	18,6	45,7	21,9	23,8	7,6	2,5	-
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	16,1	0,1	-	-16,1	0,1	-	0,1	16,1	-	-
<b>Sachanlagen</b>	<b>198,8</b>	<b>0,6</b>	<b>0,9</b>	<b>-</b>	<b>198,5</b>	<b>64,4</b>	<b>134,1</b>	<b>141,6</b>	<b>7,6</b>	<b>-</b>
Anteile an verbundenen Unternehmen	34.340,6	2.732,7	210,6	-	36.862,7	2.054,8	34.807,9	33.782,1	1.570,8	74,5
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	4.549,0	10,0	393,3	-	4.165,7	-	4.165,7	4.549,0	-	-
Beteiligungen	8,6	0,3	-	-	8,9	-	8,9	8,6	-	-
Sonstige Ausleihungen	2,2	-	0,2	-	2,0	1,4	0,6	0,8	-	-
<b>Finanzanlagen</b>	<b>38.900,4</b>	<b>2.743,0</b>	<b>604,1</b>	<b>-</b>	<b>41.039,3</b>	<b>2.056,2</b>	<b>38.983,1</b>	<b>38.340,5</b>	<b>1.570,8</b>	<b>74,5</b>
<b>Anlagevermögen</b>	<b>39.125,6</b>	<b>2.743,6</b>	<b>605,0</b>	<b>-</b>	<b>41.264,2</b>	<b>2.146,8</b>	<b>39.117,4</b>	<b>38.487,1</b>	<b>1.583,2</b>	<b>74,5</b>

**(5) Forderungen gegen verbundene Unternehmen**

Die Forderungen enthalten im Wesentlichen Ansprüche aus Fest- und Tagesgeldern sowie aus Organschaftsabrechnungen. Davon haben 856,7 Mio € (31. Dezember 2009: 864,1 Mio €) eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

**(6) Sonstige Vermögensgegenstände**

Die sonstigen Vermögensgegenstände betreffen im Wesentlichen Steuererstattungsansprüche und Zinsen sowie den abgezinsten Anspruch des Körperschaftsteuerguthabens zum 31. Dezember 2010. In diesem Posten sind Steuer- und Zinsforderungen aus Steuererklärungen für Vorjahre enthalten. Von den sonstigen Vermögensgegenständen haben 491,3 Mio € (31. Dezember 2009: 1.250,4 Mio €) eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

**(7) Wertpapiere**

Die Wertpapiere setzen sich wie folgt zusammen:

Wertpapiere	31. Dezember	
	2010	2009
in Mio €		
Eigene Anteile	-	214,3
Sonstige Wertpapiere	3.010,3	1.312,2
<b>Summe</b>	<b>3.010,3</b>	<b>1.526,5</b>

Die zum 31. Dezember 2009 hier ausgewiesenen eigenen Anteile mit einem Buchwert von 214,3 Mio € wurden zum 1. Januar 2010 im Rahmen der Erstanwendung BilMoG ausgebucht und das gezeichnete Kapital um den rechnerischen Nennwert der eigenen Anteile (10,9 Mio €) gekürzt sowie der darüber hinausgehende Anteil (203,4 Mio €) mit den frei verfügbaren anderen Gewinnrücklagen verrechnet.

Die Veränderung bei den sonstigen Wertpapieren in Höhe von 1.698,1 Mio € betrifft mit 1.600,0 Mio € Neuanlagen in drei Euro-Geldmarktfonds sowie mit 102,6 Mio € die teilweise Rückführung eines Euro-Geldmarktfonds. Des Weiteren wurde ein EIF Medium Term Note im Wert von 200,3 Mio € erworben.

Darüber hinaus sind hier Anteile an Aktien- beziehungsweise Rentenfonds in Höhe von 10,0 Mio € ausgewiesen. Es handelt sich um inländisches Investmentvermögen i. S. d. § 1 des Investmentgesetzes. Die E.ON AG hält an den Fonds mehr als 10 Prozent der Anteile. Aufgrund gestiegener Börsenkurse zum Bilanzstichtag wurde beim Aktienfonds eine Zuschreibung von 0,4 Mio € vorgenommen.

Investmentanteile	Buchwert (BW)	Marktwert (MW)		Ausschüttung	Tägliche Rück-	Unterlassene
in Mio €	31. Dez. 2010	31. Dez. 2010	Δ (MW-BW)	2010	gabe möglich	Abschreibungen
Aktienfonds	5,0	5,5	0,5	-	Ja	Nein
Rentenfonds	5,0	7,0	2,0	-	Ja	Nein
<b>Summe</b>	<b>10,0</b>	<b>12,5</b>	<b>2,5</b>	<b>-</b>		

### (8) Flüssige Mittel

Die zum Bilanzstichtag um 246,3 Mio € gestiegenen flüssigen Mittel bestehen hauptsächlich aus Guthaben bei Kreditinstituten.

### (9) Rechnungsabgrenzungsposten

Bei diesem Posten handelt es sich im Wesentlichen um Disagien in Höhe von 82,3 Mio € aus verschiedenen von der E.ON International Finance B.V. gewährten Darlehen. Weitere 29,4 Mio € resultieren aus der periodengerechten Abgrenzung von vorausbezahlten Bereitstellungsprovisionen, Versicherungsbeiträgen, Personal- und sonstigen Aufwendungen.

### (10) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 2.001.000.000 auf den Namen lautende Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) und beträgt 2.001.000.000 €. Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 5. Mai 2015 eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als zehn Prozent des Grundkapitals entfallen. Der Vorstand wurde auf der oben genannten Hauptversammlung ermächtigt, erworbene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf.

Die 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.

Die nachfolgenden Erläuterungen über die Entwicklung der eigenen Aktien werden zum Zwecke einer besseren Darstellung in vollen Euro-Beträgen aufgeführt.

Die zum 1. Januar 2010 im Bestand befindlichen 93.541.720 eigenen Aktien stammen mit 10.888.397 Aktien aus dem in den Jahren 2001 und 2002 durchgeführten Aktienrückkaufprogramm und mit 82.616.922 Aktien aus dem im Jahr 2007 begonnenen Aktienrückkaufprogramm. Weitere 36.401 Aktien stammen aus dem konzerninternen Kauf von der EBY Port 1 GmbH im Jahr 2003.

Im November wurden 1.030.000 Aktien (entsprechend 0,05 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 1.030.000 € des Grundkapitals) zu einem Kaufpreis von 23,4 Mio € für die Ausgabe an Mitarbeiter erworben.

Im Berichtsjahr wurden eigene Aktien wie nachfolgend aufgeführt verwendet:

Veräußerung eigener Aktien						
Veräußerungszeitpunkt	Anzahl	% vom Grundkapital	Rechnerischer Anteil vom Grundkapital	Veräußerungspreis	Veräußerungsergebnis	
Juni	288	0,00 %	288 €	-€	-8.418 €	
Juli	440	0,00 %	440 €	-€	-12.861 €	
August	159	0,00 %	159 €	-€	-4.648 €	
September	50	0,00 %	50 €	-€	-1.461 €	
Oktober	138	0,00 %	138 €	-€	-4.034 €	
Dezember	980.951	0,05 %	980.951 €	16.744.804 €	-5.536.496 €	
<b>Summe</b>	<b>982.026</b>	<b>0,05 %</b>	<b>982.026 €</b>	<b>16.744.804 €</b>	<b>-5.567.918 €</b>	

Die hier aufgeführten 982.026 Aktien wurden im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms und von Betriebsvereinbarungen/ Personalmaßnahmen an anspruchsberechtigte Mitarbeiter der E.ON AG und des E.ON-Konzerns ausgegeben. In Abhängigkeit vom Verwendungszweck sind die daraus resultierenden oben genannten Veräußerungsergebnisse im Personalaufwand und sonstigen betrieblichen Aufwand der E.ON AG enthalten.

Aufgrund der Neufassung des § 272 Abs. 1a HGB wurde im Berichtsjahr der Ausweis der eigenen Aktien angepasst. Zum Bilanzstichtag hält die Gesellschaft insgesamt 93.589.694 eigene Aktien entsprechend 4,68 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 93.589.694 € des Grundkapitals. Dieser rechnerische Anteil am Grundkapital wird vom gezeichneten Kapital in der Vorspalte offen abgesetzt.

Gemäß § 160 (1) Nr. 2 AktG gelten die von dem Konzernunternehmen E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH gehaltenen 2.001.463 E.ON-Aktien als eigene Aktien im Sinne des § 71 Abs. 1 Nr. 4 AktG in Verbindung mit § 71 d AktG. Diese Aktien repräsentieren einen Anteil am Grundkapital in Höhe von 0,10 Prozent beziehungsweise einen rechnerischen Anteil von 2.001.463 €. Einschließlich der bei E.ON AG gehaltenen Aktien entspricht dies 4,78 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 95.591.157 € am Grundkapital.

Auf der Hauptversammlung vom 6. Mai 2009 wurde beschlossen, dass der Vorstand ermächtigt wird, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 5. Mai 2014 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre zu erhöhen

(genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG) (genehmigtes Kapital 2009). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden.

Auf der Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 wurde eine bis zum 5. Mai 2015 befristete bedingte Kapitalerhöhung von bis zu 175,0 Mio € (bedingtes Kapital) – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – beschlossen.

Die bedingte Kapitalerhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie die Inhaber von Options- oder Wandlungsrechten beziehungsweise die zur Wandlung Verpflichteten aus Options- oder Wandelanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen, die von der E.ON AG oder einer Konzerngesellschaft der E.ON AG im Sinne von § 18 AktG ausgegeben beziehungsweise garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung verpflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung erfüllen, soweit nicht ein Barausgleich gewährt oder eigene Aktien oder Aktien einer anderen börsennotierten Gesellschaft zur Bedienung eingesetzt werden. Das bedingte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

Die auf der Hauptversammlung vom 6. Mai 2009 beschlossenen bedingten Kapitalien I und II wurden mit Wirksamkeit des oben genannten bedingten Kapitals aufgehoben.

Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON AG  
Nachfolgende Mitteilungen gemäß § 21 Abs. 1 WpHG zu den  
Stimmrechtsverhältnissen liegen vor:

Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON AG						
Aktionäre	Datum der Mitteilung	Veränderung Schwellenwerte	Erreichen der Stimmrechtsanteile am	Zurechnung	Stimmrechte	
					in %	absolut
Staat Norwegen <sup>1)</sup>	9. Jan. 2009	5 %	31. Dez. 2008	direkt/indirekt	5,91	118.276.492
BlackRock Inc., New York, USA <sup>2)</sup>	8. Juni 2010	5 %	4. Juni. 2010	direkt/indirekt	4,87	97.352.995

1) 4,17 Prozent (83.455.839 der Stimmrechte) werden dem Staat Norwegen nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 WpHG, 1,74 Prozent (34.720.645 der Stimmrechte) nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 WpHG und 0,005 Prozent (100.008 der Stimmrechte) nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, Nr. 2 (in Verbindung mit Satz 2) und Nr. 6 (in Verbindung mit Satz 2) WpHG zugerechnet.  
2) 4,87 Prozent (97.352.995 der Stimmrechte) werden der Gesellschaft gemäß § 22 Abs. 1, Satz 1, Nr. 6 WpHG zugerechnet.

### (11) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage beträgt unverändert 5.865,7 Mio €.

### (12) Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen haben sich wie folgt entwickelt:

Gewinnrücklagen						
in Mio €	Stand 31. Dez. 2009	Erstanwendung BilMoG	Einstellungen aus dem Jahresüberschuss 2010	Veränderung eigene Anteile	Stand 31. Dez. 2010	
Gesetzliche Rücklage	45,3	-	-	-	45,3	
Rücklage für eigene Anteile	214,3	-214,3	-	-	-	
Andere Gewinnrücklagen	1.551,2	468,3	953,3	-1,1	2.971,7	
<b>Summe</b>	<b>1.810,8</b>	<b>254,0</b>	<b>953,3</b>	<b>-1,1</b>	<b>3.017,0</b>	

Im Rahmen der Erstanwendung BilMoG haben sich die Gewinnrücklagen um insgesamt 254,0 Mio € erhöht. Dieser Betrag resultiert zum einen aus der erfolgsneutralen Einstellung in Höhe von 457,4 Mio €. Gegenläufig wirkt sich die Ausbuchung der aktivierten eigenen Anteile aus, welche in Höhe von 203,4 Mio € die anderen Gewinnrücklagen mindern. Die Rücklage für eigene Anteile wurde in die anderen Gewinnrücklagen umgliedert. Im Berichtsjahr sind 953,3 Mio € (Vorjahr: 976,5 Mio €) aus dem Jahresüberschuss von 3.811,4 Mio € (Vorjahr: 3.834,7 Mio €) den anderen Gewinnrücklagen zugeführt worden.

### (13) Eigenkapital

Das Eigenkapital hat sich zusammengefasst wie folgt entwickelt:

Eigenkapital	2010				2009	
	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Bilanzgewinn	Insgesamt	Insgesamt
in Mio €						
Stand 1. Januar	1.918,4	5.865,7	1.810,8	2.858,2	12.453,1	11.475,2
Dividende der E.ON AG für das Vorjahr				-2.858,2	-2.858,2	-2.856,8
Erstanwendung BilMoG zum 1. Januar 2010	-10,9		254,0		243,1	-
Einstellungen in die Gewinnrücklagen aus dem Jahresüberschuss			953,3		953,3	976,5
Veränderung eigener Aktien	-0,1		-1,1		-1,2	-
Zur Ausschüttung vorgesehener Teil des Jahresüberschusses				2.858,1	2.858,1	2.858,2
<b>Stand 31. Dezember</b>	<b>1.907,4</b>	<b>5.865,7</b>	<b>3.017,0</b>	<b>2.858,1</b>	<b>13.648,2</b>	<b>12.453,1</b>

### (14) Sonderposten mit Rücklageanteil

Der im Vorjahr unter dieser Position ausgewiesene Betrag in Höhe von 383,8 Mio € wurde zum 1. Januar 2010 gemäß Artikel 67 Abs. 3 Satz 2 EGHGB n. F. erfolgsneutral in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Sonderposten mit Rücklageanteil	31. Dezember	
	2010	2009
in Mio €		
Unversteuerte Rücklagen gemäß § 6b EStG	-	106,0
Steuerliche Wertberichtigungen gemäß Kohleanpassungsgesetz, Stilllegungsgesetz, Abschnitt 35 EStR, § 6b EStG und Rationalisierungsgesetz zu		
Sachanlagen	-	125,0
Finanzanlagen	-	152,8
<b>Summe</b>	<b>-</b>	<b>383,8</b>

### (15) Pensionsrückstellungen

Die Pensionsverpflichtungen decken die Versorgungsverpflichtungen gegenüber ehemaligen und noch tätigen Mitarbeitern ab. Die Finanzierung erfolgt teils durch den Arbeitgeber und im Rahmen von Gehaltsumwandlungen teils durch die Arbeitnehmer.

Die Besicherung der Verpflichtungen aus Pensionszusagen erfolgt zum Teil durch Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen gegenüber der VKE. Die Ansprüche dienen ausschließlich der Erfüllung der Pensionsverpflichtungen und sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen. Sie waren gemäß § 246 Abs. 2 HGB n. F. im Geschäftsjahr erstmals mit den zugrunde liegenden Verpflichtungen zu verrechnen. Die Zeitwerte der Rückdeckungsversicherungen entsprechen dem vom Versicherer nachgewiesenen Deckungskapital und damit den Anschaffungskosten.

Die ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen werden mit dem Freistellungsanspruch gegenüber der MEON Pensions GmbH & Co. KG, Grünwald, in Höhe von 296,0 Mio € offen verrechnet.

Pensionsrückstellungen	
in Mio €	31. Dez. 2010
<b>Nicht bei VKE rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen</b>	
Erfüllungsbetrag	352,0
Pensionsrückstellung vor Saldierung	352,5
<b>Bei VKE rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen</b>	
Erfüllungsbetrag	2,9
Pensionsrückstellung vor Saldierung (Bruttowert)	2,9
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	1,5
Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen	1,5
<b>Nettowert</b>	<b>1,4</b>
Rückstellung gesamt	353,9
<b>Anschaffungskosten des Deckungsvermögens</b>	
Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen	1,5

Der Rechnungszins für die Abzinsung der Pensionsverpflichtung beläuft sich zum 31. Dezember 2010 auf 5,17 Prozent p.a. (im Vorjahr: 4,25 Prozent p.a.). Weiterhin wurde ein Gehaltstrend von 2,75 Prozent p.a. und eine Rentendynamik von 2,0 Prozent p.a. zugrunde gelegt.

Durch die erstmalige Anwendung der Bestimmungen des BilMoG hat sich bei der Bewertung der Rückstellung für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen zum 1. Januar 2010 ein Auflösungsbetrag von 37,1 Mio € ergeben. Gemäß Artikel 67 Abs. 1 Satz 2 EGHGB wurde von dem Wahlrecht zur Beibehaltung des bisherigen Bilanzansatzes Gebrauch gemacht. Zum 31. Dezember 2010 beträgt die Überdeckung noch 0,5 Mio €.

### (16) Steuerrückstellungen

Die Steuerrückstellungen betreffen im Wesentlichen die Steuern für noch offene Betriebsprüfungszeiträume.

### (17) Sonstige Rückstellungen

Die sonstigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige Rückstellungen	31. Dezember	
	2010	2009
in Mio €		
Steuerlich bedingte Zinsen	802,8	591,4
Bergschäden	236,4	120,7
Drohverlustrückstellung im Zusammenhang mit Finanzgeschäften	230,4	0,8
Verpflichtungen im Zusammenhang mit dem Abgang von Finanzanlagen	173,6	76,6
Jahresabschlusskosten	5,2	6,5
Virtuelle Aktienoptionen	3,3	14,3
Diverse sonstige Risiken	108,9	122,8
<b>Summe</b>	<b>1.560,6</b>	<b>933,1</b>

Die Bergschädenrückstellungen betreffen mögliche Verpflichtungen zur Schadenbeseitigung aus dem früheren Betrieb stillgelegter Schachtanlagen der übernommenen ehemaligen Bergbaugesellschaften.

Durch die erstmalige Anwendung der Bestimmungen des BilMoG haben sich bei der Bewertung der sonstigen Rückstellungen zum 1. Januar 2010 Zuführungen von 85,6 Mio € ergeben, welche im außerordentlichen Aufwand erfasst wurden.

Darüber hinaus ergab sich eine Auflösung von 1,5 Mio €. Gemäß Artikel 67 Abs. 1 Satz 2 EGHGB wurde von dem Wahlrecht zur Beibehaltung des bisherigen Bilanzansatzes Gebrauch gemacht. Zum 31. Dezember 2010 beträgt die Überdeckung noch 0,4 Mio €.

Von der Rückstellung für Altersteilzeit wurde der auf den Erfüllungsrückstand entfallende Teil mit den Festgeldanlagen bei der Energie-Sicherungstreuhand e.V., Hannover, wie folgt verrechnet:

Erfüllungsrückstand aus Altersteilzeitverträgen	31. Dez. 2010
in Mio €	
Erfüllungsbetrag	5,7
Rückstellung vor Saldierung (Bruttowert)	5,7
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	2,5
<i>Festgeldanlagen</i>	2,5
<b>Nettowert</b>	<b>3,2</b>

Der beizulegende Zeitwert der Festgeldanlagen stimmt mit den Anschaffungskosten überein.

## (18) Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten	31. Dez. 2010				31. Dez. 2009
	in Mio €	davon mit einer Restlaufzeit			
		Insgesamt	bis 1 Jahr	über 1 Jahr bis 5 Jahre	
Kreditinstitute	2.036,4	638,4	1.027,5	370,5	2.600,8
Erhaltene Anzahlungen	0,1	0,1	-	-	0,1
Lieferungen und Leistungen	42,0	42,0	-	-	27,6
Verbundene Unternehmen	44.237,4	20.317,8	10.471,4	13.448,2	46.344,8
Beteiligungsgesellschaften	-	-	-	-	-
<i>durch Grundpfandrechte gesichert</i>	-	-	-	-	-
Sonstige Verbindlichkeiten	499,4	408,0	91,3	0,1	1.905,6
<i>aus Steuern</i>	401,6	401,6	-	-	8,4
<i>im Rahmen der sozialen Sicherheit</i>	0,6	0,6	-	-	1,8
<i>durch Grundpfandrechte gesichert</i>	-	-	-	-	-
<b>Summe</b>	<b>46.815,3</b>	<b>21.406,3</b>	<b>11.590,2</b>	<b>13.818,8</b>	<b>50.878,9</b>

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen resultieren hauptsächlich aus Tages- und Festgeldaufnahmen. Im Wesentlichen handelt es sich hier um die Gewährung von Darlehen der E.ON International Finance B. V. in Höhe von 23.031,3 Mio €, die um 1.420,7 Mio € gegenüber dem Vorjahr gesunken sind.

Der Rückgang der sonstigen Verbindlichkeiten auf 499,4 Mio € ist im Wesentlichen auf die Rückführung der Commercial Paper in Höhe von 1.493,7 Mio € zurückzuführen.

#### Haftungsverhältnisse, sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse setzen sich wie folgt zusammen:

Haftungsverhältnisse	31. Dezember	
	2010	2009
in Mio €		
Verbindlichkeiten aus Gewährleistungen <i>gegenüber verbundenen Unternehmen</i>	36.051,6 271,3	40.307,1 312,9
Verbindlichkeiten aus Bürgschaften <i>gegenüber verbundenen Unternehmen</i>	3.445,1 -	2.710,2 -
<b>Summe</b>	<b>39.496,7</b>	<b>43.017,3</b>

Von den Verbindlichkeiten aus Gewährleistungen betreffen 24.239,2 Mio € Rückzahlungsgarantien gegenüber den Anleihegläubigern aus den von E.ON International Finance B.V. begebenen Anleihen. In Höhe von 4.857,4 Mio € hat die Gesellschaft Patronatserklärungen für Konzerngesellschaften übernommen.

Weitere 6.683,7 Mio € betreffen Gewährleistungen, die die E.ON AG im Zusammenhang mit dem Verkauf von Aktivitäten eingegangen ist, soweit eine vertragliche Begrenzung vorgegeben ist. Die Gewährleistungen der Gesellschaft beinhalten auch die Liquiditätshilfegarantie gegenüber der MEON aus der Umsetzung des CTA in Höhe von 271,3 Mio €.

Darüber hinaus bestehen Verbindlichkeiten aus Bürgschaften zum 31. Dezember 2010, die im Wesentlichen Rückgarantien für Bankgarantien beziehungsweise Garantien für vertragliche Verpflichtungen darstellen.

Die E.ON AG ist die Haftungsverhältnisse eingegangen, um Konzerngesellschaften in ihrem Geschäftsbetrieb zu unterstützen, die Versorgungsverpflichtungen gegenüber aktiven und ehemaligen Mitarbeitern zu sichern und Verkäufe von Aktivitäten realisieren zu können.

Haftungsverhältnisse werden bei der E.ON AG nur nach intensiver Abwägung des Risikos und grundsätzlich nur in Verbindung mit ihrer eigenen oder der Geschäftstätigkeit verbundener Unternehmen eingegangen. Bis zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses werden aus der Risikoevaluierung gewonnene Erkenntnisse in die Bewertung der Haftungsverhältnisse und der ihnen zugrundeliegenden Verpflichtungen einbezogen. Die E.ON AG geht davon aus, dass die originär verpflichteten Tochterunternehmen sämtliche ihrer Verpflichtungen erfüllen können. Daher wird das Risiko der Inanspruchnahme der E.ON AG bei allen aufgeführten Haftungsverhältnissen als unwahrscheinlich eingestuft.

Die sonstigen finanziellen Verpflichtungen belaufen sich zum 31. Dezember 2010 auf 108,8 Mio €. Davon beziehen sich 42,2 Mio € auf Verpflichtungen gegenüber verbundenen Unternehmen (31. Dezember 2009: 23,4 Mio €).

### Derivative Finanzinstrumente

Zum Bilanzstichtag bestanden folgende derivative Finanzinstrumente, die zur Abdeckung der Marktpreisänderungsrisiken im Zins- und Währungsbereich eingesetzt sind:

Derivative Finanzinstrumente				
in Mio € Instrument	31. Dezember 2010		31. Dezember 2009	
	Nominalvolumen	Beizulegender Wert (Marktwert)	Nominalvolumen	Beizulegender Wert (Marktwert)
Termingeschäfte mit Banken	34.133,7	-65,8	15.415,6	57,1
Termingeschäfte mit verbundenen Unternehmen	37.211,2	-52,5	31.792,2	190,3
Devisenoptionsgeschäfte mit Banken	46,0	-	-	-
Zinsswaps mit Banken	2.873,0	-17,7	1.875,9	-30,8
Zinsswaps mit verbundenen Unternehmen	2.526,0	-34,7	2.529,0	2,6
Währungs- und Zinswährungsswaps mit Banken	17.387,0	317,6	19.180,2	96,8
Währungs- und Zinswährungsswaps mit verbundenen Unternehmen	13.485,6	-1.111,0	18.356,4	-1.215,5
Swaptions mit Banken	1.000,0	71,3	-	-
Floors mit Banken	-	-	127,7	-
Sonstige Derivate	- <sup>1)</sup>	20,8	- <sup>1)</sup>	20,9
<b>Summe</b>	<b>108.662,5</b>	<b>-872,0</b>	<b>89.277,0</b>	<b>-878,6</b>

<sup>1)</sup> Dabei handelt es sich um die Absicherung des E.ON Share Performance Plan.

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

### Wechselkursrisiken

Währungs- und Zinswährungsswaps mit einem Nominalwert von 5.967,7 Mio € wurden zur Absicherung von Konzerndarlehen in Fremdwährung abgeschlossen, die von der E.ON International Finance B.V., Rotterdam, Niederlande, gewährt wurden. Im Rahmen der jeweiligen Mikro-Bewertungseinheit sichert sich E.ON gegen das Risiko variabler Zahlungsströme aufgrund einer Veränderung von Wechselkursen. Zum 31. Dezember 2010 sind Konzerndarlehen mit einer maximalen Laufzeit von 27 Jahren in entsprechenden Bewertungseinheiten erfasst. Der negative Überhang an Sicherungsinstrumenten zum Stichtag wurde bilanziell durch eine Rückstellung in Höhe von 3,4 Mio € erfasst.

Die Nettowährungsposition (vor Sicherung) aus im Wesentlichen kurzfristigen finanziellen und operativen Grundgeschäften der E.ON AG wird mit den gegenläufigen Devisensicherungsgeschäften je Währung zu einer Makro-Bewertungseinheit zusammengefasst. Die maximale Laufzeit der Geschäfte beträgt 28 Jahre. Das Nominalvolumen in Summe über alle währungsspezifischen Portfolios betrug zum Stichtag 99.219,8 Mio € (davon 96.295,8 Mio € schwebende Geschäfte, 49,4 Mio € Vermögenswerte und 2.874,6 Mio € Schulden). Das Fremdwährungsportfolio der E.ON AG erreicht einen Sicherungsgrad von annähernd 100 Prozent. Zum Stichtag wurde der kumulierte Überhang an Devisensicherungsgeschäften durch eine Rückstellung in Höhe von 167,1 Mio € (Vorjahr: 0,8 Mio €) erfasst.

## Zinsrisiken

Zur Absicherung des Cashflow-Risikos, das aus Schwankungen künftiger Zinszahlungen im Zusammenhang mit dem variabel verzinslichen Anteil von Schuldscheindarlehen (SSD) in Höhe von insgesamt 497,0 Mio € erwächst, wurden Payer-Zinsswaps abgeschlossen, durch die der variable Zinssatz, der dem SSD zugrunde liegt, wirtschaftlich betrachtet in einen festen Zinssatz umgewandelt wird. Da die Änderungen der Zahlungsströme aus den Grundgeschäften infolge der Änderungen des EURIBOR durch die Änderungen der Zahlungsströme der Zinsswaps kompensiert werden, werden bei der Bewertung Zinsswaps und zugehöriges SSD jeweils in Mikro-Bewertungseinheiten zusammengefasst. Zum 31. Dezember 2010 sind SSD mit einer maximalen Laufzeit von vier Jahren in entsprechenden Bewertungseinheiten erfasst. Da sich die gegenläufigen Zahlungsströme ausgleichen, wurden die Zinsswaps nicht bilanziert.

Die Nettozinsposition (vor Sicherung) aus finanziellen und operativen Grundgeschäften der E.ON AG wird mit den gegenläufigen Zinssicherungsgeschäften zu einer Makro-Bewertungseinheit zusammengefasst. Die maximale Laufzeit der Geschäfte beträgt 14 Jahre. Grund- und Sicherungsgeschäfte werden für diesen Zweck jeweils mit den zugrunde liegenden diskontierten Zahlungsströmen bewertet. Das Nominalvolumen in Summe betrug zum Stichtag 3.902,0 Mio € (ausschließlich schwebende Geschäfte). Ein Überhang an Zinssicherungsgeschäften zum Stichtag wurde mittels Ansatz einer Rückstellung in Höhe von 47,9 Mio € berücksichtigt.

Das Zinsniveau zukünftig zu begebender Anleihen wurde mittels Swaptions und Forward-starting Payer-Zinsswaps im Gesamtnominal von 2.000,0 Mio € gesichert. Die Neuregelung zu Bewertungseinheiten in § 254 HGB n. F. ermöglicht die Bewertung derartiger Sicherungsgeschäfte zur Absicherung zukünftiger Zahlungsströme (antizipative Sicherungen) im Rahmen von Bewertungseinheiten. Die entsprechenden erwarteten Kapitalaufnahmen beziehen sich auf die Jahre 2015 bis 2017 für Laufzeiten von 30 Jahren und sind im Rahmen der Finanzplanung als hochwahrscheinlich anzusehen. Ein Überhang an Zinssicherungsgeschäften existiert zum Stichtag nicht, sodass kein Ansatz im handelsrechtlichen Jahresabschluss erfolgte.

Die in den Bewertungseinheiten zusammengefassten Grundgeschäfte weisen hochgradig homogene Risiken auf. Entsprechend ist zu erwarten, dass sich die gegenläufigen Wertänderungen der Grund- und Sicherungsgeschäfte in der Zukunft für das jeweils gesicherte Risiko nahezu vollständig ausgleichen und die Sicherungsbeziehungen hoch effektiv sind.

Die Beurteilung der Effektivität erfolgt im Fall der Mikro-Bewertungseinheiten mittels der Critical-Terms-Match-Methode, da die wesentlichen Parameter für die jeweils einbezogenen Instrumente identisch sind. Die Makro-Bewertungseinheiten werden kontinuierlich im Rahmen des bestehenden Risk Management Frameworks überwacht und sind Gegenstand entsprechender Limite.

## Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

### (19) Beteiligungsergebnis

Das Beteiligungsergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Beteiligungsergebnis		
in Mio €	2010	2009
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen	6.350,6	7.699,3
Steuerumlagen	835,4	397,8
Erträge aus Beteiligungen aus verbundenen Unternehmen	11,1 11,1	2,3 2,3
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	-454,8	-1.410,4
<b>Summe</b>	<b>6.742,3</b>	<b>6.689,0</b>

Die Erträge aus Gewinnabführungsverträgen stammen im Wesentlichen von der E.ON Energie AG und der E.ON Ruhrgas Holding GmbH.

### (20) Zinsergebnis

Das Zinsergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Zinsergebnis		
in Mio €	2010	2009
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens aus verbundenen Unternehmen	147,4 147,4	109,4 90,8
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge aus verbundenen Unternehmen	429,1 274,0	469,4 409,4
Zinsen und ähnliche Aufwendungen an verbundene Unternehmen Aufzinsung von Rückstellungen	-1.900,3 -1.526,8 9,7	-1.773,4 -1.465,9 14,9
<b>Summe</b>	<b>-1.323,8</b>	<b>-1.194,6</b>

Die Veränderung des Zinsergebnisses ist hauptsächlich auf den Anstieg des steuerlich bedingten Zinsaufwands zurückzuführen. Verstärkt wird dieser Effekt durch die Entwicklung des finanziellen Zinsergebnisses gegenüber verbundenen Unternehmen, zum einen aufgrund der verstärkten Inanspruchnahme langfristiger Mittel zum anderen wegen der veränderten Struktur bei der Finanzierung der verbundenen Unternehmen. Zusätzlich beeinflusst die Zahlung des Vorfälligkeitsentgelts, aufgrund der vorzeitigen Rückzahlung der Bankdarlehen, das finanzielle Zinsergebnis. Gegenläufig wirken die steuerlichen Zinserträge aufgrund von Steuerrückerstattungen.

### (21) Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge		
in Mio €	2010	2009
Erträge aus der Auflösung des Sonderpostens mit Rücklageanteil	-	10,0
Erträge aus dem Abgang von/Zuschreibungen zu Gegenständen des Anlagevermögens	895,2	2,1
Übrige	7.809,3	12.071,7
<b>Summe</b>	<b>8.704,5</b>	<b>12.083,8</b>

Unter den übrigen Erträgen sind folgende Beträge erfasst:

Übrige Erträge		
in Mio €	2010	2009
Währungskursdifferenzen	6.270,3	10.327,2
Währungs-/Zinsswaps und Devisenoptionen	1.271,3	1.434,3
Auflösung von Rückstellungen	26,9	46,3
Sonstige	240,8	263,9
<b>Summe</b>	<b>7.809,3</b>	<b>12.071,7</b>

Die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen stellen periodenfremde Erträge dar.

### (22) Personalaufwand

Der Personalaufwand setzt sich wie folgt zusammen:

Personalaufwand		
in Mio €	2010	2009
Gehälter	103,4	109,3
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	8,5	25,4
<i>für Altersversorgung</i>	<i>0,3</i>	<i>17,5</i>
<b>Summe</b>	<b>111,9</b>	<b>134,7</b>

Der Rückgang bei den Gehältern resultiert insbesondere aus dem niedrigeren Aufwand im Rahmen der aktienbasierten Vergütung. Er betrug im Berichtsjahr 2,5 Mio € (Vorjahr: 9,5 Mio €). Gleichzeitig ergaben sich im Berichtsjahr durch Auflösungen von Rückstellungen für die aktienbasierte Vergütung Erträge von 7,5 Mio € (Vorjahr: 0,3 Mio €). Zum Bilanzstichtag besteht für die aktienbasierte Vergütung eine Rückstellung in Höhe von 3,3 Mio € (Vorjahr: 14,3 Mio €).

Der Rückgang bei den Aufwendungen für Altersversorgung resultiert aus der Erstanwendung BilMoG. Im Berichtsjahr erfolgten keine Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen, da der bisherige Bilanzansatz aufgrund des Wahlrechts gemäß Artikel 67 Abs. 1 Satz 2 EGHGB beibehalten wurde.

### (23) Abschreibungen auf Finanzanlagen und auf Wertpapiere des Umlaufvermögens

Zu den Abschreibungen im Berichtsjahr verweisen wir auf die Ausführungen in Textziffer 2.

### (24) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
in Mio €	2010	2009
Währungskursdifferenzen	5.984,9	10.447,5
Währungs-/Zinsswaps, Devisenoptionsprämien	1.290,2	1.461,0
Honorare	101,9	115,6
Einstellungen in den Sonderposten mit Rücklageanteil	-	0,9
Übrige Aufwendungen	516,3	304,2
<b>Summe</b>	<b>7.893,3</b>	<b>12.329,2</b>

### (25) Außerordentlicher Aufwand

Der außerordentliche Aufwand von 85,6 Mio € resultiert aus der Erstanwendung BilMoG zum 1. Januar 2010 und betrifft ausschließlich Zuführungen zu den sonstigen Rückstellungen.

## (26) Steuern

Die Steuern setzen sich wie folgt zusammen:

Steuern	2010	2009
in Mio €		
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	637,4	1.168,2
Sonstige Steuern	0,2	4,8
<b>Summe</b>	<b>637,6</b>	<b>1.173,0</b>

Die ausgewiesenen Ertragsteuern betreffen mit 514,9 Mio € das Jahr 2010. Der verbleibende Betrag betrifft Steuern für Vorjahre.

Die im Vorjahr ausgewiesenen Ertragsteuern betrafen den Aufwand für Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer des Geschäftsjahres in Höhe von 1.015,6 Mio €, darüber hinaus wirkten sich Steuereffekte aus Vorjahren aus.

Latente Steuern sind im Steueraufwand nicht enthalten. Insgesamt erwartet die E.ON AG zum 31. Dezember 2010 aus zeitlichen Bilanzierungsunterschieden – sowohl eigenen als auch solchen bei Gesellschaften des steuerlichen Organkreises und Personengesellschaften – sowie aus steuerlichen Verlustvorträgen und Zinsvorträgen eine künftige Steuerentlastung. Die Ermittlung dieses Betrages erfolgte auf Grundlage eines kombinierten Ertragsteuersatzes von 30,0 Prozent (E.ON AG und Organgesellschaften) beziehungsweise 16,0 Prozent (Beteiligung an Personengesellschaften; Steuersatz berücksichtigt nur Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag).

Passive Steuerlatenzen resultieren im Wesentlichen aus steuerlich zulässigen Rücklagen (Sonderposten mit Rücklageanteil, Rücklagen für Ersatzbeschaffungen). Aus den Pensionsverpflichtungen vor Saldierung mit Deckungsvermögen ergibt

sich aufgrund der höheren Verpflichtungen im handelsrechtlichen Abschluss gegenüber den steuerlichen Wertansätzen eine aktive Steuerlatenz. Weitere aktive Latenzen resultieren im Wesentlichen aus für steuerliche Zwecke nicht ansetzbaren Rückstellungen unter anderem für drohende Verluste und für den Bereich der Kernenergie. Insgesamt werden die passiven latenten Steuern durch aktive Steuerlatenzen überkompensiert. In Nicht-Ausübung des Wahlrechts nach § 274 Abs. 1 Satz 2 HGB wurde für den Überhang aktiver Steuerlatenzen eine aktive latente Steuer nicht bilanziert.

## Sonstige Angaben

### Mitarbeiter

Die durchschnittliche Zahl der während des Geschäftsjahres 2010 beschäftigten Mitarbeiter ging im Vergleich zum Vorjahr um 78 auf 643 zurück. Im Durchschnittswert nicht enthalten sind sechs Vorstandsmitglieder sowie neun Auszubildende der Gesellschaft.

### Entsprechenserklärung nach § 161 AktG

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON AG haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex am 13. Dezember 2010 abgegeben und den Aktionären durch Veröffentlichung auf der Internetseite [www.eon.com](http://www.eon.com) dauerhaft zugänglich gemacht.

## Angaben zu den Organen

### Organbezüge

#### Aufsichtsrat

Unter der Voraussetzung, dass die Hauptversammlung am 5. Mai 2011 die vorgeschlagene Dividende beschließt, betragen die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats 4,4 Mio € (Vorjahr: 4,5 Mio €).

Das Vergütungssystem des Aufsichtsrats wird im Vergütungsbericht, der Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist, beschrieben.

Im Geschäftsjahr 2010 bestanden keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats unter Angabe der zusätzlichen Mandate sind auf Seite 94 f. angegeben.

#### Vorstand

Die Gesamtbezüge des Vorstands betragen 15,4 Mio € (Vorjahr: 16,1 Mio €) und enthalten neben der Grundvergütung, der Tantieme und den sonstigen Bezügen auch die aktienbasierte Vergütung, die mit dem beizulegenden Zeitwert der Performance-Rechte zum Zeitpunkt der Gewährung einbezogen wurde. Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands für das Jahr 2010						
in €	Grundvergütung	Tantieme	Sonstige Bezüge	Wert der gewährten Performance-Rechte (5. Tranche)	Summe	Gewährte Performance-Rechte (5. Tranche) Stück
Dr. Wulf H. Bernotat (bis 30. April 2010)	413.333	600.000	6.200	306.170	1.325.703	16.514
Dr. Johannes Teyssen	1.080.000	2.337.000	24.716	793.772	4.235.488	42.814
Christoph Dänzer-Vanotti (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	4.300	435.449	1.116.093	23.487
Lutz Feldmann (bis 12. Mai 2010)	274.194	402.150	10.958	435.449	1.122.751	23.487
Jørgen Kildahl (seit 13. Mai 2010)	444.444	686.000	44.006	272.149	1.446.599	14.679
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (seit 13. Mai 2010)	421.213	786.000	58.129	34.021	1.299.363	1.835
Dr. Bernhard Reutersberg (seit 11. August 2010)	273.106	421.000	8.847	34.021	736.974	1.835
Dr. Marcus Schenck	750.000	1.530.000	22.601	544.297	2.846.898	29.358
Regine Stachelhaus (seit 24. Juni 2010)	363.258	563.000	29.714	272.149	1.228.121	14.679
<b>Summe</b>	<b>4.293.742</b>	<b>7.727.300</b>	<b>209.471</b>	<b>3.127.477</b>	<b>15.357.990</b>	<b>168.688</b>

Für weitere Angaben zur Vergütung aktiver Vorstandsmitglieder sowie zum Vergütungssystem des Vorstands wird auf den Vergütungsbericht, der Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist, verwiesen.

Im Geschäftsjahr 2010 bestanden keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 25,0 Mio € (Vorjahr: 9,4 Mio €).

Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 130,9 Mio € (Vorjahr: 115,2 Mio €) zurückgestellt. Davon wird der Freistellungsanspruch aus dem Schuldbetriffsvertrag mit MEON offen verrechnet.

Die Mitglieder des Vorstands unter Angabe der zusätzlichen Mandate sind auf Seite 96 angegeben.

## 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  
(bis 29. April 2010)
- Henkel AG & Co. KGaA  
(bis 19. April 2010)

**Erhard Ott**

stellv. Vorsitzender des Aufsichtsrats  
der E.ON AG

- E.ON Energie AG  
(bis 31. Dezember 2010)
- Bremer Lagerhaus-Gesellschaft AG

**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  
(bis April 2010)
- E.ON Energie AG
- E.ON Kernkraft GmbH

**Gabriele Gratz**

Vorsitzende des Betriebsrats  
der E.ON Ruhrgas AG

- E.ON Ruhrgas AG

**Jens P. Heyerdahl d.y.**  
(bis 30. Juni 2010)

Jurist

- 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.

- Deutsche Telekom AG
- Feri Finance AG
- Gildemeister AG
- 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
- ThyssenKrupp AG
- Dr. Oetker KG (Beirat)
- Henkel AG & Co. KGaA  
(Gesellschafterausschuss)
- Novartis AG (Verwaltungsrat)

**Bård Mikkelsen**

(seit 19. Juli 2010)

Kaufmann, ehemaliger Vorsitzender des  
Vorstands der Statkraft AS

- Ganger Rolf ASA/Bonheur ASA  
(Gesellschafterausschuss)
- Bore Tech AB (Vorsitz)
- Cermaq ASA (Vorsitz)
- Clean Energy Invest AS (Vorsitz)
- Saferoad AS
- Store Norske Spitsbergen  
Kulkompani AS (Vorsitz)
- Powel AS (Vorsitz)

**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

**Hubertus Schmoldt**

Volkswirt

- Bayer AG
- BP Europa SE
- DOW Olefinverbund GmbH
- RAG Aktiengesellschaft

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2010 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 (bis 21. Januar 2011)

**Dr. Karen de Segundo**

Juristin

- British American 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 (bis 12. Mai 2010)
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd.
- E. Merck OHG
- Henkel AG & Co. KGaA

**Prof. Dr. Wilhelm Simson**

Diplom-Chemiker

- Frankfurter Allgemeine Zeitung GmbH (bis 7. Juni 2010)
- Hochtief AG
- Freudenberg & Co. KG

**Dr. Georg Frhr. von Waldenfels**

Rechtsanwalt

- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- Rothenbaum Sport GmbH (Vorsitz)

**Werner Wenning**

ehemaliger Vorsitzender des Vorstands der Bayer AG

- 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  
Erhard Ott, stellv. Vorsitzender  
Hans Prüfer

Dr. Henning Schulte-Noelle

**Präsidialausschuss**

Ulrich Hartmann, Vorsitzender  
Erhard Ott, stellv. Vorsitzender  
Hans Prüfer

Dr. Henning Schulte-Noelle

**Prüfungs- und Risikoausschuss**

Dr. Theo Siegert, Vorsitzender  
Klaus Dieter Raschke,  
stellv. Vorsitzender

Werner Bartoschek  
Ulrich Hartmann

**Finanz- und Investitionsausschuss**

Ulrich Hartmann, Vorsitzender  
Hans Wollitzer, stellv. Vorsitzender  
Gabriele Gratz

Wolf-Rüdiger Hinrichsen  
Prof. Dr. Ulrich Lehner  
Werner Wenning

**Nominierungsausschuss**

Ulrich Hartmann, Vorsitzender  
Prof. Dr. Ulrich Lehner

Dr. Henning Schulte-Noelle

## Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von Vorstandsmitgliedern)

### Dr. Wulf H. Bernotat

geb. 1948 in Göttingen,  
Vorsitzender des Vorstands seit 2003  
(bis 30. April 2010)

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)  
(bis 30. April 2010)
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)  
(bis 5. Juli 2010)
- Allianz SE
- Bertelsmann AG
- Metro AG
- Deutsche Telekom AG
- E.ON Nordic AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)  
(bis 4. Januar 2010)
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)  
(bis 24. Juni 2010)
- E.ON US Investments Corp.<sup>2)</sup> (Vorsitz)  
(bis 30. April 2010)

### Dr. Johannes Teysen

geb. 1959 in Hildesheim,  
Mitglied des Vorstands seit 2004  
Führungskräfte, Strategie und  
Unternehmensentwicklung, Investor  
Relations, Revision sowie Politik und  
Kommunikation  
Vorsitzender des Vorstands seit

1. Mai 2010, Düsseldorf
- E.ON Energie AG<sup>1)</sup>
  - E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup> (Vorsitz)  
(bis 30. Juni 2010)
  - E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
  - Deutsche Bank AG
  - Salzgitter AG
  - E.ON US Investments Corp.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
  - E.ON Nordic AB<sup>2)</sup> (bis 24. Juni 2010)
  - E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>  
(bis 1. September 2010)
  - E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup> (bis 11. August 2010)

### Christoph Dänzer-Vanotti

geb. 1955 in Freiburg,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
(bis 12. Mai 2010)

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup>
- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>  
(bis 30. Juni 2010)
- Deutsche Bahn AG
- E.ON Nordic AB<sup>2)</sup> (bis 30. Juni 2010)
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup> (bis 30. Juni 2010)

### Lutz Feldmann

geb. 1957 in Bonn,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
(bis 12. Mai 2010)

- E.ON Iberia Energía SL<sup>2)</sup>  
(bis 31. Mai 2010)
- E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup> (bis 31. Mai 2010)
- OAO OGK-4<sup>2)</sup>
- Thyssen'sche Handelsgesellschaft mbH<sup>2)</sup>

### Jørgen Kildahl

geb. 1963 in Bærum, Norwegen,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Konventionelle und Erneuerbare  
Stromerzeugung, Gasgeschäft, welt-  
weites Trading, energiewirtschaftliche  
Optimierung des Konzerns über alle  
Regionen und Produkte hinweg,  
Düsseldorf (seit 13. Mai 2010)

- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Generation GmbH<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>

### Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach

geb. 1962 in Schwelm,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten  
sowie -themen, E.ON New Build & Techno-  
logy, Steuerung aller Großinvestitionen des  
Konzerns, Düsseldorf (seit 13. Mai 2010)

- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>
- E.ON New Build & Technology GmbH<sup>1)</sup>  
(Vorsitz)
- E.ON France S.A.S.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Czech Holding AG<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>
- Bayern LB

### Dr. Bernhard Reutersberg

geb. 1954 in Düsseldorf,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Führung der Landesgesellschaften,  
Steuerung der Verteilungs- und Vertriebs-  
geschäfte des Konzerns sowie der poli-  
tischen und regulatorischen Prozesse,  
Koordination der energiewirtschaftlichen  
Aktivitäten im russischen Markt,  
Düsseldorf (seit 11. August 2010)

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON España S.L.<sup>2)</sup>
- E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Benelux N.V.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- Nord Stream AG

### Dr. Marcus Schenck

geb. 1965 in Memmingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2006  
Finanzen, Rechnungswesen, Controlling,  
Steuern, alle konzernweiten M&A-  
Aktivitäten und E.ON International  
Energy, Düsseldorf

- E.ON Energy Trading SE<sup>1)</sup>
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON IT GmbH<sup>1)</sup>
- Commerzbank AG
- SMS Group GmbH
- HSBC Trinkaus & Burkhardt AG  
(Mitglied des Verwaltungsrats)

### Regine Stachelhaus

geb. 1955 in Böblingen,  
Mitglied des Vorstands seit 2010  
Alle das Kerngeschäft unterstützende  
Funktionen, insbesondere Personal, IT,  
Einkauf, Recht und Compliance,  
Arbeitsdirektorin, Düsseldorf  
(seit 24. Juni 2010)

- E.ON Energie AG<sup>1)</sup>
- E.ON Ruhrgas AG<sup>1)</sup>
- E.ON IT GmbH<sup>1)</sup> (Vorsitz)

Alle Angaben beziehen sich - wenn nicht anders angegeben - auf den 31. Dezember 2010 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

## Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns:

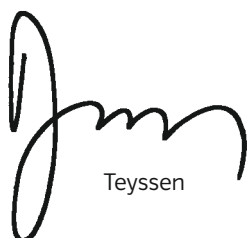
Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns	
in €	
Der Jahresüberschuss 2010 beträgt	3.811.401.018,05
und nach Einstellungen in die anderen Gewinnrücklagen von	953.287.753,55
<b>verbleibt ein Bilanzgewinn von</b>	<b>2.858.113.264,50</b>

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den aus dem Geschäftsjahr 2010 zur Verfügung stehenden Bilanzgewinn in Höhe von 2.858.113.264,50 € zur Ausschüttung einer Dividende in Höhe von 1,50 € je dividendenberechtigte Stückaktie, das sind insgesamt 2.858.113.264,50 Euro, zu verwenden.

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Jahresabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt und im Lagebericht, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasst ist, der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage der Gesellschaft so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird und dass die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung beschrieben sind.

Düsseldorf, den 28. Februar 2011

Der Vorstand



Teyssen



Kildahl



Maubach



Reutersberg



Schenck



Stachelhaus

## Sonstige Angaben

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)				
Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
<b>Market Unit Central Europe</b>				
B.V. NEA <sup>2)</sup>	NL, Dodewaard	25,0	67,6	4,1
Berliner Erdgasspeicher Besitz- u. Verwaltungsgesellschaft bR <sup>4)</sup>	DE, Berlin	49,9	31,7	31,7
BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgungs-GmbH <sup>4)</sup>	DE, Bayreuth	24,9	22,1	11,9
Biomasseheizkraftwerk Landesbergen GmbH <sup>5)</sup>	DE, Landesbergen	50,0	10,8	1,9
Croplin d.o.o. <sup>5)</sup>	HR, Zagreb	50,0	10,1	0,1
Debreceni Kombinált Ciklusú Erőmű Kft. <sup>1)</sup>	HU, Debrecen	100,0	19,4	-2,0
Donaukraftwerk Jochenstein AG <sup>4)</sup>	DE, Passau	50,0	13,6	0,8
Donau-Wasserkraft Aktiengesellschaft <sup>1), 9)</sup>	DE, München	100,0	40,9	
E WIE EINFACH Strom & Gas GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Köln	100,0	50,0	
e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH <sup>1)</sup>	DE, Potsdam	100,0	43,3	-0,8
E.ON Anlagenservice GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Gelsenkirchen	100,0	43,1	
E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG <sup>1), 8)</sup>	DE, Grünwald	100,0	367,2	7,8
E.ON Avacon AG <sup>1)</sup>	DE, Helmstedt	67,8	1.059,5	188,0
E.ON Avacon Vertrieb GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Helmstedt	100,0	65,0	
E.ON Avacon Wärme GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Sarstedt	100,0	17,8	
E.ON Bayern AG <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Regensburg	100,0	367,5	
E.ON Bayern Vertrieb GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Regensburg	100,0	85,0	
E.ON Bayern Wärme GmbH <sup>1)</sup>	DE, München	100,0	52,3	5,5
E.ON Benelux Holding b.v. <sup>1)</sup>	NL, Rotterdam	100,0	1.109,1	124,5
E.ON Benelux Levering b.v. <sup>1)</sup>	NL, Eindhoven	100,0	-14,6	-10,7
E.ON Benelux n.v. <sup>1)</sup>	NL, Rotterdam	100,0	1.187,6	144,2
E.ON Best Service GmbH <sup>1)</sup>	DE, Hamburg	100,0	14,6	-0,3
E.ON Bulgaria EAD <sup>1)</sup>	BG, Sofia	100,0	159,0	1,0
E.ON Bulgaria Grid AD <sup>1)</sup>	BG, Varna	59,0	160,9	11,7
E.ON Bulgaria Sales AD <sup>1)</sup>	BG, Varna	59,0	12,6	0,9
E.ON Česká republika, s.r.o. <sup>1)</sup>	CZ, České Budějovice	100,0	231,5	47,9
E.ON Czech Holding AG <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, München	100,0	552,9	
E.ON Czech Holding Verwaltungs-GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, München	100,0	629,6	
E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt. <sup>1)</sup>	HU, Pécs	100,0	114,0	19,9
E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt. <sup>1)</sup>	HU, Pécs	100,0	16,5	-13,6
E.ON Distribuce, a.s. <sup>1)</sup>	CZ, České Budějovice	100,0	1.102,6	179,9
E.ON edis AG <sup>1)</sup>	DE, Fürstenwalde/Spree	71,5	957,3	133,5
E.ON edis energia Sp. z o.o. <sup>1)</sup>	PL, Warschau	100,0	68,6	1,6
E.ON edis Vertrieb GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Fürstenwalde/Spree	100,0	70,1	
E.ON Elektrárne s.r.o. <sup>1)</sup>	SK, Tracovice	100,0	50,5	-3,9
E.ON Energiaszolgáltató Kft. <sup>1)</sup>	HU, Budapest	100,0	77,1	-29,0
E.ON Energie 25. Beteiligungsgesellschaft mbH München <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, München	100,0	1.464,2	
E.ON Energie AG <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, München	100,0	3.685,3	
E.ON Energie România S.A. <sup>1)</sup>	RO, Târgu Mureș	51,0	194,8	33,4
E.ON Energie S.A.S. <sup>1)</sup>	FR, Paris	100,0	21,9	4,0
E.ON Energie, a.s. <sup>1)</sup>	CZ, České Budějovice	100,0	54,8	-22,3
E.ON Energy from Waste AG <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Helmstedt	100,0	306,1	
E.ON Energy from Waste Delfzijl B.V. <sup>1)</sup>	NL, Farmsum	100,0	39,7	-2,2
E.ON Energy from Waste Großräschen GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Großräschen	100,0	18,0	

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen  
(bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH  
ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft  
E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009-31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009-30. Sept. 2010

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
E.ON Energy from Waste Hannover GmbH <sup>1)</sup>	DE, Hannover	85,0	33,8	5,1
E.ON Energy from Waste Helmstedt GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Helmstedt	100,0	53,8	
E.ON Energy from Waste Heringen GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Heringen	100,0	25,2	
E.ON Energy from Waste Premnitz GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Premnitz	100,0	15,5	
E.ON Energy from Waste Saarbrücken GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Saarbrücken	100,0	20,5	
E.ON Energy from Waste Stapelfeld GmbH <sup>1)</sup>	DE, Stapelfeld	100,0	28,6	15,4
E.ON Energy Projects GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, München	100,0	20,7	
E.ON Energy Sales GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	983,8	
E.ON Erőművek Termelő és Üzemeltető Kft. <sup>1)</sup>	HU, Budapest	100,0	43,1	-4,0
E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt. <sup>1)</sup>	HU, Győr	100,0	213,5	4,8
E.ON Facility Management GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, München	100,0	29,5	
E.ON Fernwärme GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Gelsenkirchen	100,0	18,6	
E.ON France S.A.S. <sup>1)</sup>	FR, Paris	100,0	693,4	-40,9
E.ON Gaz Distribuție S.A. <sup>1)</sup>	RO, Târgu Mureș	51,0	212,4	23,8
E.ON Hanse AG <sup>1)</sup>	DE, Quickborn	73,8	566,4	70,8
E.ON Hanse Vertrieb GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Hamburg	100,0	64,8	
E.ON Hanse Wärme GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Hamburg	100,0	39,0	
E.ON Hungária Zrt. <sup>1)</sup>	HU, Budapest	100,0	1.179,4	108,0
E.ON Kernkraft GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Hannover	100,0	245,2	
E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt. <sup>1)</sup>	HU, Nagykanizsa	99,8	64,8	6,1
E.ON Kraftwerke GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Hannover	100,0	3.173,1	
E.ON Mitte AG <sup>1)</sup>	DE, Kassel	73,3	455,3	78,2
E.ON Mitte Vertrieb GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Kassel	100,0	42,0	0,0
E.ON Moldova Distribuție S.A. <sup>1)</sup>	RO, Iasi	51,0	194,1	12,6
E.ON Netz GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Bayreuth	100,0	275,0	
E.ON New Build & Technology GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Gelsenkirchen	100,0	37,6	
E.ON România S.R.L. <sup>1)</sup>	RO, Târgu Mureș	90,2	343,4	-1,3
E.ON Slovensko, a.s. <sup>1)</sup>	SK, Bratislava	100,0	422,5	42,0
E.ON Thüringer Energie AG <sup>1)</sup>	DE, Erfurt	53,0	247,0	40,3
E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt. <sup>1)</sup>	HU, Debrecen	100,0	126,7	16,2
E.ON Trend s.r.o. <sup>1)</sup>	CZ, České Budějovice	100,0	62,7	0,6
E.ON Vertrieb Deutschland GmbH <sup>1)</sup>	DE, München	100,0	75,8	3,4
E.ON Wasserkraft GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Landshut	100,0	1.835,5	
E.ON Westfalen Weser AG <sup>1)</sup>	DE, Paderborn	62,8	348,5	48,4
E.ON Westfalen Weser Vertrieb GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Paderborn	100,0	36,0	
EBY Port 3 GmbH <sup>1)</sup>	DE, Regensburg	100,0	128,7	3,7
EFM GmbH & Co. Beta KG <sup>1), 8)</sup>	DE, Karlsfeld	100,0	14,4	
Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (EVB) <sup>4)</sup>	DE, Eisenach	25,1	12,9	3,7
Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH <sup>2)</sup>	DE, Schwandorf	100,0	11,9	0,8
Elektrociepłownia BIALYSTOK, S.A. <sup>1)</sup>	PL, Białystok	69,6	101,4	10,9
ENACO Energieanlagen- und Kommunikationstechnik GmbH <sup>5)</sup>	DE, Maisach	26,0	18,5	-5,3
ENAG/Maingas Energieanlagen GmbH <sup>5)</sup>	DE, Eisenach	50,0	11,4	1,8
Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A. <sup>5)</sup>	PL, Opole	45,7	48,6	3,0
Energie und Wasser Potsdam GmbH <sup>4)</sup>	DE, Potsdam	35,0	41,6	9,4
Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA) <sup>5)</sup>	DE, Alzenau	50,0	13,0	2,6
Energieversorgung Apolda GmbH <sup>4)</sup>	DE, Apolda	49,0	10,3	3,4
Energieversorgung Nordhausen GmbH <sup>4)</sup>	DE, Nordhausen	40,0	12,9	6,8
Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG <sup>5)</sup>	DE, Garching	33,3	14,5	-0,5

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen  
(bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH  
ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft  
E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009–31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009–30. Sept. 2010

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)				
Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Enertec Hameln GmbH <sup>1)</sup>	DE, Hameln	100,0	29,7	7,9
EPS Polska Holding Sp. z o.o. <sup>2)</sup>	PL, Warschau	100,0	10,6	0,2
EW Eichsfeldgas GmbH <sup>2)</sup>	DE, Worbis	49,0	16,7	5,4
Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH (GLG) <sup>1)</sup>	DE, Wolfsburg-Fallersleben	95,0	12,0	3,9
Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung <sup>4)</sup>	DE, Würzburg	64,0	27,9	6,5
Gasversorgung Vorpommern GmbH <sup>5)</sup>	DE, Trassenheide	49,0	14,1	3,5
Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, München	100,0	311,6	
Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG <sup>1)</sup>	DE, Emmerthal	100,0	225,5	
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH <sup>1)</sup>	DE, Vohburg	50,2	276,6	0,8
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung <sup>3)</sup>	DE, Kiel	50,0	17,9	1,7
Gemeinschaftskraftwerk Staudinger GmbH & Co. KG <sup>1)</sup>	DE, Großkrotzenburg	100,0	113,5	
Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG <sup>1)</sup>	DE, Emmerthal	66,7	40,0	
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH <sup>4)</sup>	DE, Essen	48,0	37,4	13,4
Hamburg Netz GmbH <sup>3), 9)</sup>	DE, Hamburg	100,0	72,6	
Harzwasserwerke GmbH <sup>4)</sup>	DE, Hildesheim	20,8	86,6	4,7
Hibernia Gamma Beteiligungsgesellschaft mbH <sup>4)</sup>	DE, Frankfurt/Main	39,4	161,9	0,0
HSE AVG Beteiligungs-GmbH <sup>5)</sup>	DE, Darmstadt	50,0	15,2	
Interargem GmbH <sup>1)</sup>	DE, Bielefeld	61,2	143,4	19,5
Isam-Immobilien-GmbH <sup>2)</sup>	DE, München	100,0	26,6	
Jihomoravská plynárenská, a.s. <sup>4)</sup>	CZ, Brno	43,7	307,3	85,4
Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG <sup>1)</sup>	DE, Hamburg	80,0	272,5	
Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG <sup>4)</sup>	DE, Hamburg	33,3	32,4	27,0
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH <sup>4)</sup>	DE, Gundremmingen	25,0	84,2	8,3
Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG <sup>4)</sup>	DE, Hamburg	50,0	102,2	42,9
Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG <sup>1)</sup>	DE, Hamburg	66,7	46,7	
Kraftwerk Obernburg GmbH <sup>3)</sup>	DE, Erlenbach am Main	50,0	19,5	3,1
Kraftwerk Schkopau GbR <sup>1)</sup>	DE, Schkopau	58,1	102,3	
Kraftwerk Schwedt GmbH & Co. KG <sup>1)</sup>	DE, Schwedt	99,0	24,4	-4,6
Kreiswerke Main-Kinzig GmbH <sup>5)</sup>	DE, Gelnhausen	24,5	42,8	0,6
LandE GmbH <sup>1)</sup>	DE, Wolfsburg-Fallersleben	69,6	128,0	
LSW LandE-Stadtwerke Wolfsburg GmbH & Co. KG <sup>4)</sup>	DE, Wolfsburg	57,0	16,9	7,3
MEON Pensions GmbH & Co. KG <sup>1), 8)</sup>	DE, Grünwald	100,0	1.506,9	185,3
MFG Flughafen-Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Gamma oHG <sup>7)</sup>	DE, Grünwald	90,0	-51,9	-0,4
Müllheizkraftwerk Rothensee GmbH <sup>7)</sup>	DE, Magdeburg	51,0	49,6	11,6
MVA Bielefeld-Herford GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Bielefeld	100,0	16,1	
Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Neumünster	50,1	25,6	
Nyíregyházi Kombinált Ciklusú Erőmű Kft. <sup>1)</sup>	HU, Nyíregyháza	100,0	11,5	-18,3
Österreichisch-Bayerische Kraftwerke Aktiengesellschaft <sup>3)</sup>	DE, Simbach am Inn	50,0	51,4	3,3
Pražská plynárenská Distribuce, a.s., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s. <sup>1)</sup>	CZ, Prag	100,0	230,3	16,9
Pražská plynárenská Holding a.s. <sup>4)</sup>	CZ, Prag	49,0	78,3	5,6
Pražská plynárenská, a.s. <sup>1)</sup>	CZ, Prag	49,3	133,7	23,9
Purena GmbH <sup>1)</sup>	DE, Wolfenbüttel	94,5	43,2	4,9
ReCon Projektentwicklungs- und Beteiligungsgesellschaft mbH <sup>2)</sup>	DE, München	100,0	10,1	0,5
REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG & CO KG <sup>4)</sup>	DE, Regensburg	35,5	75,1	18,1

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen  
(bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH  
ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft  
E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009-31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009-30. Sept. 2010

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft <sup>1)</sup>	DE, München	77,5	110,2	
RuhrEnergie GmbH, EVR <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Gelsenkirchen	100,0	12,8	
Schleswig-Holstein Netz AG <sup>1), 9)</sup>	DE, Quickborn	98,4	366,6	0,5
SERVICE plus GmbH <sup>2), 9)</sup>	DE, Neumünster	100,0	47,2	
SKO ENERGO FIN, s.r.o. <sup>4)</sup>	CZ, Mlada Boleslav	42,5	37,9	10,6
Société Nationale d'Électricité et de Thermique, S.A. (SNET) <sup>1)</sup>	FR, Rueil-Malmaison	100,0	747,2	-40,2
Städtische Werke Magdeburg GmbH <sup>4)</sup>	DE, Magdeburg	26,7	168,2	38,6
Stadtwerk Haßfurt GmbH <sup>5)</sup>	DE, Haßfurt	24,9	10,8	0,3
Stadtwerke Arnstadt GmbH <sup>5)</sup>	DE, Arnstadt	44,0	11,1	
Stadtwerke Blankenburg GmbH <sup>5)</sup>	DE, Blankenburg	30,0	10,2	1,0
Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH <sup>4)</sup>	DE, Brandenburg an der Havel	36,8	18,9	4,6
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH <sup>4)</sup>	DE, Frankfurt/Oder	39,0	30,7	6,9
Stadtwerke Garbsen GmbH <sup>4)</sup>	DE, Garbsen	24,9	27,4	2,7
Stadtwerke Geesthacht GmbH <sup>5)</sup>	DE, Geesthacht	24,9	18,2	
Stadtwerke Gelnhausen GmbH <sup>1)</sup>	DE, Gelnhausen	100,0	13,6	2,8
Stadtwerke Gotha GmbH <sup>4)</sup>	DE, Gotha	48,0	22,0	4,9
Stadtwerke Göttingen AG <sup>2)</sup>	DE, Göttingen	48,9	52,7	3,4
Stadtwerke Husum GmbH <sup>5)</sup>	DE, Husum	49,9	11,8	-0,5
Stadtwerke Mühlhausen GmbH <sup>5)</sup>	DE, Mühlhausen	23,9	11,6	
Stadtwerke Schwedt GmbH <sup>4)</sup>	DE, Schwedt/Oder	37,8	20,9	3,0
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH <sup>4)</sup>	DE, Suhl	44,4	14,2	9,0
Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH <sup>4)</sup>	DE, Weimar	49,0	29,6	5,6
Stadtwerke Wismar GmbH <sup>4)</sup>	DE, Wismar	49,0	27,4	4,8
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH <sup>4)</sup>	DE, Wolfenbüttel	26,0	12,0	7,8
SVO Energie GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Celle	98,2	56,4	
SVO Holding GmbH <sup>1)</sup>	DE, Celle	64,0	71,1	36,9
SWE Energie GmbH <sup>4)</sup>	DE, Erfurt	29,0	40,9	4,1
SWE Netz GmbH <sup>4)</sup>	DE, Erfurt	29,0	50,7	5,6
SWN Stadtwerke Neustadt GmbH <sup>4)</sup>	DE, Neustadt bei Coburg	25,1	12,9	2,7
SWS Energie GmbH <sup>4)</sup>	DE, Stralsund	49,0	12,9	8,4
Szczecinska Energetyka Ciepna Sp. z o.o. <sup>1)</sup>	PL, Szczecin	66,4	38,6	2,8
TEN Thüringer Energienetze GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Erfurt	100,0	10,0	
Teplárna Kyjov, a.s. <sup>2)</sup>	CZ, Kyjov	99,3	25,5	0,0
Teplárna Otrokovice a.s. <sup>1)</sup>	CZ, Otrokovice	66,0	26,5	1,8
Teplárna Tábor, a.s. <sup>1)</sup>	CZ, Tábor	51,5	13,9	1,5
Thüringer Netkom GmbH <sup>2)</sup>	DE, Weimar	100,0	13,6	3,3
Überlandwerk Leinetal GmbH <sup>4)</sup>	DE, Gronau	48,0	11,1	1,4
Uranit GmbH <sup>3)</sup>	DE, Jülich	50,0	86,6	24,6
Utilities Center Maasvlakte Leftbank b.v. <sup>1)</sup>	NL, Rotterdam	100,0	48,4	9,0
Versorgungskasse Energie (VvAG) <sup>1)</sup>	DE, Hannover	99,6	26,6	4,2
WBG GmbH <sup>1)</sup>	DE, Helmstedt	98,0	10,8	0,0
WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG <sup>1)</sup>	DE, Salzgitter	50,2	22,8	8,0
Západoslovenská energetika a.s. (ZSE) <sup>4)</sup>	SK, Bratislava	49,0	1.034,6	107,7
<b>Market Unit Pan-European Gas</b>				
A/s Lätvijas Gāze <sup>4), 13)</sup>	LV, Riga	47,2	468,2	27,3
AB Lietūvos Dūjos <sup>4), 13)</sup>	LT, Vilnius	38,9	576,3	27,5
AS EESTI GAAS <sup>5)</sup>	EE, Tallinn	33,7	111,5	9,5

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen (bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009–31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009–30. Sept. 2010

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Baumgarten-Oberkappel-Gasleitungsgesellschaft m.b.H. <sup>6)</sup>	AT, Wien	15,0	29,3	23,2
BBL Company V.O.F. <sup>4), 12)</sup>	NL, Groningen	20,0	431,2	51,4
E.ON Direkt GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	30,7	
E.ON Földgáz Storage ZRt. <sup>1)</sup>	HU, Budapest	100,0	263,5	28,6
E.ON Földgáz Trade ZRt. <sup>1)</sup>	HU, Budapest	100,0	96,2	-5,4
E.ON Gas Storage GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	252,5	
E.ON Ruhrgas AG <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	3.807,9	
E.ON Ruhrgas BBL B.V. <sup>1)</sup>	NL, Voorburg	100,0	46,1	
E.ON Ruhrgas E & P Ägypten GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	81,1	
E.ON Ruhrgas E & P Algerien GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	55,5	
E.ON Ruhrgas E & P GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	1.688,7	
E.ON Ruhrgas GPA GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	219,9	
E.ON Ruhrgas GPD GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	563,5	
E.ON Ruhrgas International GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	2.214,6	
E.ON Ruhrgas Norge AS <sup>1)</sup>	NO, Stavanger	100,0	198,7	54,6
E.ON Ruhrgas UK E&P Limited <sup>1)</sup>	GB, London	100,0	762,2	13,7
E.ON Ruhrgas UK Energy Trading Limited <sup>1)</sup>	GB, London	100,0	57,1	13,7
E.ON Ruhrgas UK EU Limited <sup>1)</sup>	GB, London	100,0	-124,9	-47,0
E.ON Ruhrgas UK North Sea Limited <sup>1)</sup>	GB, Aberdeen	100,0	91,6	340,5
Enovos International S.A. <sup>6)</sup>	LU, Esch-sur-Alzette	10,8	609,6	140,5
Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG) <sup>3)</sup>	DE, Erfurt	50,0	87,7	30,6
Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG <sup>7), 10)</sup>	DE, Friedeburg-Etzel	74,8	20,0	29,7
Ferngas Nordbayern GmbH <sup>1)</sup>	DE, Nürnberg	70,0	87,3	16,9
Frankengas GmbH <sup>4)</sup>	DE, Nürnberg	30,9	18,9	3,1
Freya Pipeline GmbH & Co. KG <sup>4), 14)</sup>	DE, Bonn	60,0	14,9	
Gasag Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft <sup>4)</sup>	DE, Berlin	36,9	510,3	54,7
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG <sup>4)</sup>	DE, Straelen	40,0	41,0	35,9
Gasnor AS <sup>6)</sup>	NO, Avalsnes	14,0	33,6	5,1
Gasum Oy <sup>4)</sup>	FI, Espoo	20,0	415,6	74,4
Gas-Union GmbH <sup>4)</sup>	DE, Frankfurt/Main	25,9	95,1	7,5
GSB-Sonderabfall-Entsorgung Bayern GmbH <sup>6)</sup>	DE, Baar-Ebenhausen	1,6	27,1	11,1
HEAG Südthessische Energie AG (HSE) <sup>4)</sup>	DE, Darmstadt	40,0	321,4	33,5
Holdigaz SA <sup>6)</sup>	CH, Vevey	2,2	48,2	7,7
Interconnector (UK) Limited <sup>6)</sup>	GB, London	15,1	31,6	60,1
MEGAL Mittel-Europäische-Gasleitungsgesellschaft mbH & Co. KG <sup>3)</sup>	DE, Essen	51,0	51,2	30,8
Mittelrheinische Erdgastransportleitungsgesellschaft mbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Haan	100,0	29,2	
Nafta a.s. <sup>4), 13)</sup>	SK, Gbely	40,5	783,5	75,5
NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale & Co. KG <sup>4)</sup>	DE, Schneiderkrug	40,6	146,7	63,7
Nord Stream AG <sup>4)</sup>	CH, Zug	15,5	157,2	-34,1
Nordrheinische Erdgastransportleitungsgesellschaft mbH & Co. KG <sup>3)</sup>	DE, Haan	50,0	26,8	3,3
OAO Gazprom <sup>6)</sup>	RU, Moskau	0,8	130,8	18,0
OAO Severneftegazprom <sup>4), 13)</sup>	RU, Krasnoselkup	25,0	561,9	49,8
OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. <sup>4)</sup>	IT, Rom	46,8	143,7	-1,2
Open Grid Europe GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	759,5	
PEG Infrastruktur AG <sup>1)</sup>	CH, Zug	100,0	489,5	0,5
RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft <sup>4)</sup>	AT, Maria Enzersdorf	30,0	14,0	49,2
RGE Holding GmbH <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Essen	100,0	102,3	

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen (bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009-31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009-30. Sept. 2010

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Rytu Skirstomieje Tinklai AB <sup>4), 13)</sup>	LT, Vilnius	20,3	659,3	-10,2
S.C. Congaz S.A. <sup>5)</sup>	RO, Constanța	28,6	32,0	5,0
Slovak Gas Holding B.V. <sup>3)</sup>	NL, Zoetermeer	50,0	4.308,1	191,6
Stadtwerke Duisburg AG <sup>6), 9)</sup>	DE, Duisburg	20,0	154,4	40,7
Stadtwerke Karlsruhe GmbH <sup>6), 9)</sup>	DE, Karlsruhe	10,0	165,7	24,9
Stadtwerke Wertheim GmbH <sup>6)</sup>	DE, Wertheim	10,0	20,5	3,1
Trans Adriatic Pipeline AG <sup>6)</sup>	CH, Baar	15,0	15,4	12,0
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG <sup>4)</sup>	DE, Essen	51,0	53,6	38,3
Transitgas AG <sup>6)</sup>	CH, Zürich	3,0	72,7	2,1
ZAO Gazprom YRGM Development <sup>7)</sup>	RU, Salekhard	25,0	122,5	118,9
<b>Market Unit UK</b>				
Aquila Power Investments Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	122,5	
Aquila Sterling Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	205,2	
Avon Energy Partners Holdings <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	494,3	208,3
Central Networks East plc <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	1.197,9	216,9
Central Networks Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	287,1	2,9
Central Networks Services Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-50,9	0,6
Central Networks West plc <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	1.014,4	166,4
Citigen (London) Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-23,0	-2,6
Corby Power Limited <sup>7)</sup>	GB, Corby	50,0	100,5	3,8
Cottam Development Centre Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	29,3	1,4
Diamond Power Generation Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	65,8	1,4
Dutchdelta Finance S.à.r.l. <sup>1)</sup>	LU, Luxemburg	100,0	-752,9	-180,7
E.ON Energy Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	1.136,0	-30,4
E.ON UK CHP Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-338,8	-55,7
E.ON UK Energy Services Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-84,8	0,9
E.ON UK Gas Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-110,6	3,4
E.ON UK Holding Company Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	1.288,1	652,9
E.ON UK plc <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	3.688,3	1.238,5
E.ON UK PS Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-12,7	-12,6
East Midlands Electricity Distribution Holdings <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	1.630,8	348,5
East Midlands Electricity Generation (Corby) Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	18,2	2,9
Economy Power Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	28,3	0,3
EME Distribution No. 2 Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	205,4	
Enfield Energy Centre Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	173,9	3,0
Enfield Energy Services (Europe) Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	12,3	
Ergon Energy Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	44,9	3,6
Ergon Finance Limited (member's liquidation) <sup>2)</sup>	GB, Coventry	100,0	300,7	11,0
Ergon Financial Management Ltd <sup>1)</sup>	MT, St. Julians	100,0	4.435,6	104,7
Ergon Holdings Ltd <sup>1)</sup>	MT, St. Julians	100,0	4.571,3	161,0
Ergon Insurance Ltd <sup>1)</sup>	MT, St. Julians	100,0	116,8	13,3
Ergon Overseas Holdings Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	971,0	
Ergon Properties Limited (member's liquidation) <sup>2)</sup>	GB, Coventry	100,0	53,5	0,1
Horizon Nuclear Power Limited <sup>3)</sup>	GB, Gloucester	50,0	58,0	-11,9
Horizon Nuclear Power Services Limited <sup>2)</sup>	GB, Gloucester	100,0	23,4	-10,9
Horizon Nuclear Power Wylfa Limited <sup>2)</sup>	GB, Gloucester	100,0	26,2	-0,6
Infrastructure Alliance Limited <sup>1)</sup>	MT, St. Helier	100,0	129,5	-0,4
Midlands Gas Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	18,6	

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen (bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009–31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009–30. Sept. 2010

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Midlands Generation (Overseas) Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	87,5	14,9
Midlands Power International Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	102,6	-3,3
Powergen (East Midlands) Investments <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	255,3	-3,5
Powergen (East Midlands) Loan Notes <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	1.231,6	
Powergen Group Holdings Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	4.091,7	
Powergen Group Investments <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	4.646,8	551,6
Powergen Holdings B.V. <sup>1)</sup>	NL, Amsterdam	100,0	1.022,1	4,0
Powergen Holdings Sarl <sup>1)</sup>	LU, Luxemburg	100,0	2.624,9	
Powergen International Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	866,5	-0,6
Powergen Ireland Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	30,0	0,8
Powergen Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	5.279,5	2.113,3
Powergen Overseas Holdings Limited (in member's liquidation) <sup>2)</sup>	GB, Coventry	100,0	94,5	2,7
Powergen Retail Supply Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-68,9	
Powergen UK Holding Company Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	2.621,4	
Powergen UK Investments <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	88,9	11,7
Powergen UK Securities <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	4.043,5	-1,1
Powergen US Holdings Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	402,2	1.339,5
Powergen US Investments <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	237,8	636,7
Powergen US Securities Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	3.224,5	209,1
TXU Europe (AH Online) Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	30,5	
TXU Europe (AHGD) Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	29,7	
Visioncash <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	300,9	
Western Gas Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	15,7	
<b>Market Unit Nordic</b>				
Björn Kraft Oy <sup>1), 13)</sup>	FI, Kotka	100,0	32,3	0,9
E.ON Danmark A/S <sup>1), 13)</sup>	DK, Herlev	100,0	15,9	2,3
E.ON Elnät Stockholm AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	179,5	3,7
E.ON Elnät Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	1.555,8	133,8
E.ON ES Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	34,8	8,8
E.ON Försäkring Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	93,3	
E.ON Försäljning Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	201,7	128,7
E.ON Gas Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	132,2	1,4
E.ON Kainuu Oy <sup>1), 13)</sup>	FI, Kajaani	50,6	98,9	31,6
E.ON Kärnkraft Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	1.236,9	-38,9
E.ON Nord Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	368,4	0,1
E.ON Produktion Danmark A/S <sup>1), 13)</sup>	DK, Herlev	100,0	21,9	2,0
E.ON Suomi Oy <sup>1), 13)</sup>	FI, Helsinki	100,0	-15,6	-10,2
E.ON Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	4.867,5	-53,3
E.ON Värme Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Malmö	100,0	493,6	-62,7
E.ON Värmekraft Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Karlshamn	100,0	172,5	15,0
E.ON Vattenkraft Sverige AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Sundsvall	100,0	974,0	214,0
Elverket Vallentuna AB <sup>4), 13), 15)</sup>	SE, Vallentuna	42,9	14,3	-0,7
Forsmarks Kraftgrupp AB <sup>6), 13)</sup>	SE, Östhammar	8,5	32,3	0,1
Kalmar Energi Holding AB <sup>4), 13), 15)</sup>	SE, Kalmar	50,0	44,0	6,8
MEC Koszalin Sp. z o.o. <sup>4), 13), 15)</sup>	PL, Koszalin	30,8	19,4	1,4
OKG AB <sup>1), 13)</sup>	SE, Oskarshamn	54,5	-110,5	-25,3
Oskarshamns Energi AB <sup>4), 13), 15)</sup>	SE, Oskarshamn	50,0	23,5	2,0
Ostrowski Zaklad Ceoplowinczy S.A. <sup>4), 13), 15)</sup>	PL, Ostrow Wielkopolski	48,6	19,7	1,2

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen (bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009-31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009-30. Sept. 2010

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Ringhals AB <sup>4)</sup> , <sup>13)</sup> , <sup>15)</sup>	SE, Varberg	29,6	47,7	12,5
Sakab AB <sup>1)</sup> , <sup>13)</sup>	SE, Kumla	100,0	30,3	-1,1
Sakab Sellbergs AB <sup>1)</sup> , <sup>13)</sup>	SE, Örebro	100,0	47,8	
Sydskraft EC Slupsk Sp. z o.o. <sup>1)</sup> , <sup>13)</sup>	PL, Slupsk	98,9	-26,7	-2,3
<b>Market Unit Italy</b>				
AMGA - Azienda Multiservizi S.p.A. <sup>4)</sup>	IT, Udine	20,2	86,9	-2,9
Centro Elettronico Sperimentale Italiano S.p.A. <sup>6)</sup>	IT, Mailand	3,9	48,1	-8,0
Centro Energia Ferrara S.p.A. <sup>4)</sup>	IT, Rom	58,4	13,0	-4,7
Centro Energia Teverola S.p.A. <sup>4)</sup>	IT, Rom	58,4	27,8	-3,3
E.ON Europa Power and Fuel S.r.l in liquidazione <sup>1)</sup>	IT, Terni	100,0	19,0	
E.ON Italia Power & Fuel S.r.l. <sup>1)</sup>	IT, Terni	100,0	65,9	-1,3
E.ON Italia S.p.A. <sup>1)</sup>	IT, Mailand	100,0	2.493,6	399,2
E.ON Produzione S.p.A. <sup>1)</sup>	IT, Sassari	100,0	2.579,7	213,6
E.ON Rete S.r.l. <sup>1)</sup>	IT, Mantova	100,0	154,4	-15,4
Ergosud S.p.A. <sup>4)</sup>	IT, Rom	50,0	106,6	
G.E.I. - Gestione Energetica Impianti S.p.A. <sup>4)</sup>	IT, Crema	48,9	31,8	-6,6
<b>Market Unit Spain</b>				
Distribuidora de Gas Cuyana S.A. <sup>2)</sup>	AR, Mendoza	14,4	58,4	4,4
Distribuidora de Gas del Centro S.A. <sup>1)</sup>	AR, Córdoba	45,9	53,2	5,1
E.ON Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A. <sup>1)</sup>	ES, Lugo	54,9	84,8	18,3
E.ON Distribución, S.L. <sup>1)</sup>	ES, Santander	100,0	190,9	34,7
E.ON Energía, S.L. <sup>1)</sup>	ES, Santander	100,0	11,8	15,2
E.ON España, S.L. <sup>1)</sup>	ES, Santander	100,0	958,6	-16,2
E.ON Europa, S.L. <sup>1)</sup>	ES, Madrid	100,0	22,2	17,7
E.ON Generación, S.L. <sup>1)</sup>	ES, Santander	100,0	866,8	-505,9
Inversora de Gas Cuyana S.A. <sup>2)</sup>	AR, Mendoza	24,0	32,3	2,2
Inversora de Gas del Centro S.A. <sup>1)</sup>	AR, Córdoba	75,0	29,6	2,5
<b>Market Unit Climate &amp; Renewables</b>				
Aerodis, S.A. <sup>1)</sup>	FR, Rueil-Malmaison	100,0	25,7	-19,2
Champion WF Holdco, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	156,1	-5,6
COMPANÍA EÓLICA ARAGONESA, S.A. <sup>4)</sup>	ES, Zaragoza	50,0	41,4	8,9
DOTI Deutsche-Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG <sup>4)</sup>	DE, Oldenburg	26,0	253,9	2,0
E.ON Climate & Renewables GmbH <sup>1)</sup> , <sup>8)</sup> , <sup>9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	18,0	
E.ON Climate & Renewables Italia S.r.l. <sup>1)</sup>	IT, Mailand	100,0	175,6	-26,8
E.ON Climate & Renewables UK Developments Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-19,3	0,5
E.ON Climate & Renewables UK Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	-17,3	-7,8
E.ON Climate & Renewables UK London Array Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	13,5	8,8
E.ON Climate & Renewables UK Offshore Wind Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	41,7	11,1
E.ON Climate & Renewables UK Operations Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	18,0	0,3
E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg West Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	13,4	9,6
E.ON Energie Odnawialne Sp.z o.o. <sup>1)</sup>	PL, Szczecin	100,0	24,6	-1,6
E.ON Renovables, S.L. <sup>1)</sup>	ES, Madrid	100,0	151,3	14,0
Elecdey CARCELÉN, S.A. <sup>4)</sup>	ES, Albacete	23,0	10,9	1,9
EOS PAX IIA, S.L. <sup>4)</sup>	ES, Santiago de Compostela	48,5	12,5	1,1
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o. <sup>2)</sup>	PL, Warschau	100,0	16,9	-0,2
Farma Wiatrowa Lebcz Sp. z o.o. <sup>1)</sup>	PL, Warschau	100,0	17,6	0,1
Forest Creek WF Holdco, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	113,4	1,7
Forest Creek Wind Farm, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	113,4	1,7

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen (bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft  
E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009-31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009-30. Sept. 2010

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 285 Nr. 11 HGB (Stand: 31. Dez. 2010)

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Helioenergy Electricidad Dos, S.A. <sup>4)</sup>	ES, Sevilla	50,0	30,9	21,5
Helioenergy Electricidad Uno, S.A. <sup>4)</sup>	ES, Sevilla	50,0	46,8	21,2
Munnsville WF Holdco, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	49,1	1,9
Munnsville Wind Farm, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	49,1	1,9
Parco Eolico di Florinas S.r.l. <sup>1)</sup>	IT, Mailand	100,0	97,7	-14,6
Roscoe WF Holdco, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	219,5	0,1
Roscoe Wind Farm, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	219,5	0,1
San Juan de Bargas Eólica, S.L. <sup>4)</sup>	ES, Zaragoza	47,0	13,4	2,0
Sand Bluff WF Holdco, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	97,1	1,0
Sand Bluff Wind Farm, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	97,1	1,0
<b>Market Unit Russia</b>				
E.ON Russia Holding GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	4.348,6	
OA O OGK-4 <sup>3)</sup>	RU, Surgut	78,3	4.934,2	103,3
<b>Market Unit Energy Trading</b>				
E.ON Energihandel Nordic AB <sup>1)</sup>	SE, Malmö	100,0	48,3	-0,5
E.ON Energy Trading NL Staff Company 2 B.V. <sup>1)</sup>	NL, Voorburg	100,0	10,7	-0,1
E.ON Energy Trading SE <sup>1), 8), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	26,8	
European Energy Exchange AG <sup>6)</sup>	DE, Leipzig	3,5	93,4	7,2
Powernext, S.A. <sup>6)</sup>	FR, Paris	4,9	14,2	0,2
<b>Corporate Center</b>				
AV Packaging GmbH <sup>7)</sup>	DE, München	0,0	6,3	-8,7
Aviga GmbH <sup>1)</sup>	DE, Norderfriedrichskoog	100,0	9.116,5	201,7
E.ON Beteiligungsverwaltungs GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	49,8	
E.ON Energy Trading Holding GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	516,7	
E.ON Finanzanlagen GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	12.651,7	
E.ON First Future Energy Holding B.V. <sup>1)</sup>	NL, Rotterdam	100,0	64,5	
E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG <sup>1)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	188,7	-0,6
E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V. <sup>1)</sup>	NL, Rotterdam	100,0	135,4	16,8
E.ON Nordic AB <sup>1)</sup>	SE, Malmö	100,0	3.661,8	-127,4
E.ON North America Holding, LLC <sup>1)</sup>	US, Delaware	100,0	1.372,0	
E.ON North America, Inc. <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	253,1	1,8
E.ON Risk Consulting GmbH <sup>1)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	10,1	2,1
E.ON Ruhrgas Holding GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	10.544,2	
E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	90,7	
E.ON US Holding GmbH <sup>1), 9)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	1.168,9	
E.ON US Investments Corp. <sup>1)</sup>	US, Louisville	100,0	153,5	-43,1
FIDELIA Corporation <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	1.529,5	56,5
FITAS Verwaltung GmbH & Co. Vermietungs-KG <sup>2)</sup>	DE, Pöcking	99,9	21,5	1,3
Gelsenberg GmbH & Co. KG <sup>1)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	136,7	1,3
Induboden GmbH <sup>2)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	13,7	
Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft OHG <sup>1), 11)</sup>	DE, Düsseldorf	100,0	12,0	0,4
VEBA Electronics Beteiligungs GmbH <sup>1)</sup>	DE, Norderfriedrichskoog	100,0	647,8	4,4
VEBA Electronics GmbH <sup>1)</sup>	DE, Norderfriedrichskoog	100,0	781,3	5,1
VEBA Electronics, LLC <sup>1)</sup>	US, Wilmington	100,0	-23,8	
VEBA Electronics US Holding GmbH <sup>1)</sup>	DE, Norderfriedrichskoog	100,0	605,2	2,4
VEBA Investments Limited <sup>1)</sup>	GB, Coventry	100,0	122,5	-7,3
VIAG Connect Ges. für Telekommunikation Ges.m.b.H. <sup>2)</sup>	AT, Wien	100,0	453,2	13,7

1) Konsolidiertes verbundenes Unternehmen 2) Nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund von untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) 4) Assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) 5) Assoziiertes Unternehmen  
(bewertet zu Anschaffungskosten aufgrund untergeordneter Bedeutung) 6) Übrige Beteiligungen 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC 12  
8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen 9) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis nach Gewinnabführung) 10) E.ON Gas Storage GmbH  
ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 11) E.ON AG ist unbeschränkt haftender Gesellschafter 12) Jahresergebnis vor Steuern, da Versteuerung bei Muttergesellschaft  
E.ON Ruhrgas BBL B.V. 13) Werte nach IFRS 14) Rumpfgeschäftsjahr 22. Juni 2009-31. Dez. 2009 15) Rumpfgeschäftsjahr 1. Okt. 2009-30. Sept. 2010

Wir haben den Jahresabschluss - bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Anhang - unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der E.ON AG, Düsseldorf, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2010 geprüft. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und zusammengefasstem Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften liegen in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und über den zusammengefassten Lagebericht abzugeben.

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung 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 Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung 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 Geschäftstätig-

keit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung, Jahresabschluss und zusammengefasstem Lagebericht überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands sowie die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses 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 Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft. Der zusammengefasste Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Düsseldorf, den 1. März 2011

PricewaterhouseCoopers  
Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Schwieters      Michael Reuther  
Wirtschaftsprüfer          Wirtschaftsprüfer

---

Weitere Informationen

E.ON AG  
E.ON-Platz 1  
40479 Düsseldorf

T 02 11-45 79-0  
F 02 11-45 79-5 01  
info@eon.com  
www.eon.com

Für Journalisten  
T 02 11-45 79-4 53  
presse@eon.com

Für Analysten und Aktionäre  
T 02 11-45 79-5 49  
investorrelations@eon.com

Für Anleiheinvestoren  
T 02 11-45 79-5 63  
creditorrelations@eon.com



Das für diesen Jahresabschluss verwendete Papier wurde aus Zellstoffen hergestellt, die aus verantwortungsvoll bewirtschafteten und gemäß den Bestimmungen des Forest Stewardship Council zertifizierten Forstbetrieben stammen.

