

2012

Januar Februar März

April Mai Juni

Juli August September

Oktober November Dezember

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1.-3. Quartal	2012	2011	+/- %
Stromabsatz ¹⁾	550,8 Mrd kWh	554,0 Mrd kWh	-1
Gasabsatz ¹⁾	837,6 Mrd kWh	796,2 Mrd kWh	+5
Umsatz	93.629 Mio €	77.506 Mio €	+21
EBITDA ²⁾	8.817 Mio €	6.553 Mio €	+35
EBIT ²⁾	6.114 Mio €	3.737 Mio €	+64
Konzernüberschuss	3.026 Mio €	1.144 Mio €	+165
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	2.727 Mio €	864 Mio €	+216
Nachhaltiger Konzernüberschuss	4.035 Mio €	1.585 Mio €	+155
Investitionen	4.334 Mio €	4.106 Mio €	+6
Operativer Cashflow ³⁾	6.827 Mio €	4.489 Mio €	+52
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (30.9. bzw. 31.12.)	-35.585 Mio €	-36.385 Mio €	+800 ⁴⁾
Mitarbeiter (30.9. bzw. 31.12.)	73.133	78.889	-7
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	1,43 €	0,46 €	+211
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905	-

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst
 2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Kurz-Glossar unten)
 3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
 4) Veränderung in absoluten Werten

Kurz-Glossar

EBIT Unser EBIT (Earnings before Interest and Taxes) ist ein bereinigtes Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben.

EBITDA Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Unser EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) entspricht unserem EBIT vor Abschreibungen.

Nachhaltiger Konzernüberschuss Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Minderheitsanteilen, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen – neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten – Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss). Darüber hinaus werden außergewöhnliche Steuereffekte und das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Investitionen Zahlungswirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung Kennziffer, die die Netto-Finanzposition um die Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement) sowie um die Pensionsrückstellungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen erweitert, wobei Vorauszahlungen an den schwedischen Nuklearfonds abgezogen werden.

Zwischenbericht III/2012

1. Januar bis 30. September 2012

- EBITDA und nachhaltiger Konzernüberschuss über den Vorjahreswerten
- Weitere Portfoliobereinigungen zur Fokussierung unseres Geschäfts in Europa eingeleitet
- Für das Jahr 2012 weiterhin EBITDA zwischen 10,4 und 11,0 Mrd € sowie nachhaltiger Konzernüberschuss zwischen 4,1 und 4,5 Mrd € erwartet

Inhalt

- 4 Brief an die Aktionäre
- 5 E.ON-Aktie
- 6 Zwischenlagebericht
 - Geschäft und Rahmenbedingungen
 - Ertragslage
 - Finanzlage
 - Vermögenslage
 - Mitarbeiter
 - Risikolage
 - Wichtige Ereignisse nach Quartalsschluss
 - Prognosebericht
- 30 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht
- 31 Verkürzter Zwischenabschluss
 - Gewinn- und Verlustrechnung
 - Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
 - Bilanz
 - Kapitalflussrechnung
 - Entwicklung des Konzerneigenkapitals
 - Anhang
- 47 Finanzkalender

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

in einem zunehmend schwierigen Marktumfeld entwickelten sich die Ertragskennzahlen im E.ON-Konzern in den ersten neun Monaten im Rahmen unserer Erwartungen. Der Umsatz stieg auf 93,6 Mrd €, das EBITDA des Konzerns lag bei rund 8,8 Mrd €, der nachhaltige Konzernüberschuss bei gut 4,0 Mrd €. Bei der Steigerung des Ergebnisses gegenüber dem Vorjahr wirkten sich vor allem eine deutliche Verbesserung im Gashandelsgeschäft, der Wegfall von einmaligen Belastungen durch den vorgezogenen Kernenergieausstieg in Deutschland sowie der Betrieb unserer neuen Gaskraftwerksblöcke in Russland aus. Wir gehen für das Jahr 2012 unverändert von einem EBITDA zwischen 10,4 und 11,0 Mrd € aus. Für den nachhaltigen Konzernüberschuss erwarten wir ein Ergebnis zwischen 4,1 und 4,5 Mrd €. An der geplanten Dividende von 1,10 € pro Aktie für das Jahr 2012 halten wir weiterhin fest.

Die stärkere Fokussierung unseres Geschäfts in Europa geht voran. Wir haben entschieden, unsere Beteiligungen und Anlagen in Finnland, darunter das Fennovoima-Projekt, zu veräußern. Wir werden uns in Skandinavien künftig auf das bestehende operative Geschäft in Schweden und Dänemark konzentrieren. Auch den Verkauf unserer Anteile am Horizon-Konsortium zum Bau von Kernkraftwerken in Großbritannien konnten wir mit einem sehr guten Ergebnis abschließen. Im Zuge der Neuorientierung unseres regionalen Geschäfts in Deutschland führen wir konkrete Gespräche über die Veräußerung unserer Anteile an drei deutschen Regionalversorgern. Wir wollen uns zukünftig auf vier Regionalversorger konzentrieren. Mit dem bedarfsgerechten Ausbau unserer Netze und der dezentralen Erzeugung werden wir die Umsetzung der Energiewende in den Regionen aktiv gestalten. In Deutschland verwurzelt und in Europa zu Hause, diese Formel steht auch hinter der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Aktiengesellschaft. Sie steht kurz vor der Umsetzung. In nur gut einem halben Jahr haben wir alle Voraussetzungen für den baldigen Start der E.ON SE geschaffen. E.ON wird damit der vierte Dax-Konzern sein, der als Europäische Aktiengesellschaft geführt wird. Die schlankere Struktur wird die Gremienarbeit deutlich effizienter und wirkungsvoller machen. Die deutliche Europäisierung in der Gremienbesetzung unterstreicht einmal mehr den klaren internationalen Anspruch von E.ON.

Ein wichtiger Schritt zur Umsetzung unserer Strategie, mit weniger Kapital einen höheren Wert für den Konzern zu schaffen, ist uns mit dem Verkauf eines 50-prozentigen Anteils an drei US-amerikanischen Windparks an den dänischen Pensionsfonds PensionDanmark gelungen. Wir vergrößern so den Spielraum, unsere Projektpipeline im Bereich Erneuerbarer Energien besser auszuschöpfen und zum Umbau der Energiesysteme beizutragen. Die Vereinbarung zeigt, dass unsere Anlagen für nachhaltig orientierte Investoren sehr attraktiv sind. Auch im Gasgeschäft richten wir nach den erfolgreichen Verhandlungen mit unseren Lieferanten über verbesserte Lieferkonditionen nun den Blick nach vorne. Nach einer Bauzeit von lediglich rund zwei Jahren wurde vor wenigen Tagen der neue Erdgasspeicher im ostfriesischen Etzel in Betrieb genommen. Mit einer Speicherkapazität von rund 2 Mrd m³ Arbeitsgas zählt er zu den größten Kavernenspeichern in Europa und wird die Versorgungssicherheit mit Erdgas weiter erhöhen. Erdgas könnte so, wie in vielen Ländern der Welt, eine zentrale Rolle in einer klimaschonenden Stromversorgung einnehmen. Stattdessen aber ist eine der Folgen der Energiewende in Deutschland, dass gerade die sauberen und flexiblen Gaskraftwerke derzeit kaum rentabel zu betreiben sind. Die Bruttomarge für Gaskraftwerke tendiert in den meisten europäischen Märkten gegen null oder ist mittlerweile bereits negativ. Ein wesentlicher Faktor hierfür ist neben der immer noch sehr geringen Stromnachfrage die Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu Spitzenlastzeiten. Während davon die klimaschädlichere CO₂-intensive Braunkohle profitiert, rechnen sich flexible, klimaschonendere Anlagen derzeit kaum. Dies ist einer der Gründe, warum wir hinsichtlich unseres Stromerzeugungsgeschäfts vor zunehmend großen Herausforderungen stehen. Deshalb verschieben wir auch den Ausbau unseres Pumpspeicherkraftwerks Waldeck. Wir optimieren zudem weiter unser konventionelles Kraftwerksportfolio und prüfen auch die Schließung von Standorten. Bei Anlagen, die für die Stabilität der Stromversorgung wichtig sind, suchen wir mit Netzbetreibern und Behörden Lösungen. Das insgesamt verschlechterte Marktumfeld und regulatorische Eingriffe haben das Geschäft unserer globalen und regionalen Einheiten beeinflusst und wir mussten Nettowertberichtigungen in Höhe von 1,2 Mrd € vor allem bei unseren Einheiten Erzeugung, Optimierung & Handel und in den übrigen EU-Länder vornehmen.

Nach neun Monaten kann ich also, trotz erster Ergebnisse aus unserem konzernweiten Programm E.ON 2.0 und eines guten Quartalsergebnisses, kein ungetrübt positives Bild zeichnen. Vor diesem Hintergrund hat der Vorstand entschieden, die Prognose für das Jahr 2013 sowie unsere Aussagen für das Jahr 2015 zu überprüfen. Ich sehe mich durch die insgesamt schwierigen Rahmenbedingungen darin bestätigt, dass wir weiterhin unsere Organisation verbessern und die Effizienz steigern müssen, damit E.ON auch in den nächsten Jahren zu den erfolgreichen Unternehmen in einer wesentlich volatiler gewordenen Energiebranche gehören kann. Vor uns liegen große Herausforderungen, die wir nur gemeinsam – Mitarbeiter, Arbeitnehmervertreter und Management – meistern können.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

E.ON-Aktie

5

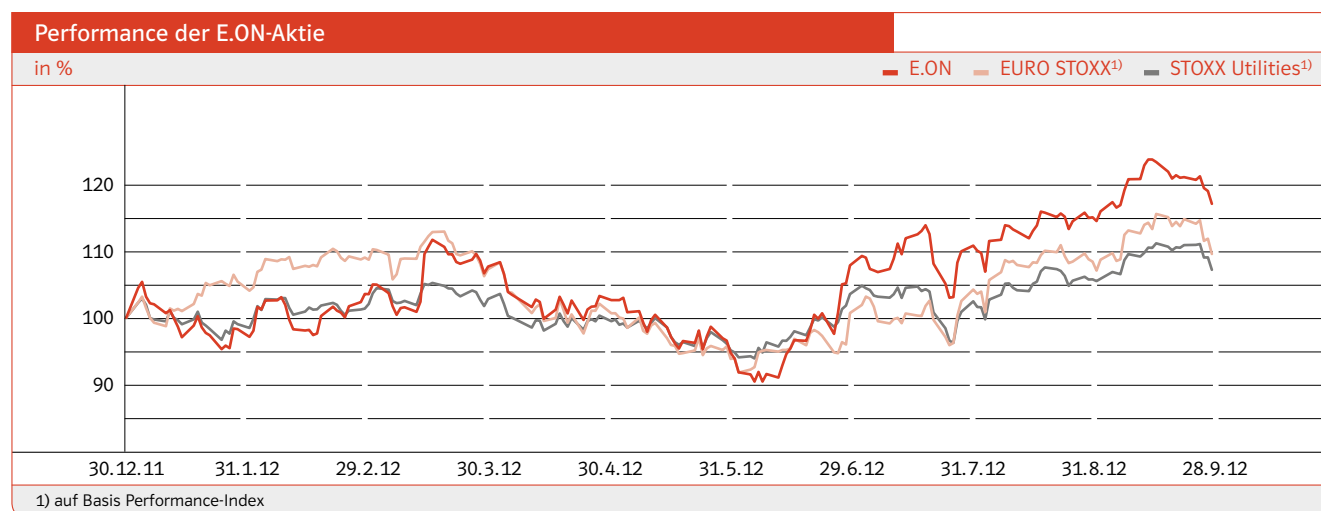
Am Ende des dritten Quartals 2012 lag der Kurs der E.ON-Aktie um 17 Prozent (einschließlich wiederangelegter Dividende) über dem Kurs zum Jahresende 2011 und entwickelte sich damit besser als der Branchenindex STOXX Utilities (+ 7 Prozent im selben Zeitraum) und der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (+ 10 Prozent).

In den ersten drei Quartalen 2012 fiel das gehandelte Stückvolumen an E.ON-Aktien um 24 Prozent auf 1.771 Mio Stück. Aufgrund niedrigerer Durchschnittskurse sank der Börsenumsatz gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum um 34 Prozent auf 30 Mrd €.

Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter www.eon.com.

E.ON-Aktie		
	30.9.2012	31.12.2011
Anzahl ausstehender Aktien in Mio	1.905	1.905
Schlusskurs in €	18,47	16,67
Marktkapitalisierung in Mrd € ¹⁾	35,2	31,8
1) auf Basis ausstehender Aktien		

Kurse und Umsätze		
1.-3. Quartal	2012	2011
Höchstkurs in € ¹⁾	19,52	25,11
Tiefstkurs in € ¹⁾	14,24	12,88
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾ in Mio Stück in Mrd €	1.770,8 30,0	2.339,4 45,8
1) Xetra 2) Quelle: Bloomberg, alle deutschen Börsen		



6 Zwischenlagebericht



Geschäft und Rahmenbedingungen

Konzernstruktur und Geschäftstätigkeit

E.ON ist ein bedeutendes privates Energieunternehmen. Der Konzern wird von der Konzernleitung in Düsseldorf geführt und ist in globale und regionale Einheiten gegliedert.

Seit Anfang 2012 weisen wir die Geschäfte der bisherigen globalen Einheiten Gas und Handel in unserem neuen Segment Optimierung & Handel aus und das vorher in der Einheit Gas geführte Explorations- und Produktionsgeschäft bildet seitdem ein eigenes Segment. Ferner werden seit Jahresbeginn einige Gasvertriebsgesellschaften in der Regionaleinheit Deutschland ausgewiesen, die vorher der ehemaligen globalen Einheit Gas zugeordnet waren. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

Konzernleitung

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

Alle Funktionen, die wertvolle Unterstützung für unser Kerngeschäft leisten und nicht ortsgebunden sind, sind funktional organisiert: IT, Einkauf, Versicherung, Beratung sowie kaufmännische Steuerungssysteme. So erzielen wir Synergieeffekte und profitieren vom Fachwissen, das länderübergreifend in unserem Konzern vorhanden ist.

Die globalen Einheiten

Vier globale Einheiten sind für Erzeugung, Erneuerbare Energien, Optimierung & Handel sowie Exploration & Produktion verantwortlich. Darüber hinaus sind die Projektmanagement- und Engineering-Kompetenzen des Konzerns in der Einheit Neubau & Technologie gebündelt, um den Neubau sowie den Betrieb bestehender Anlagen überall dort zu unterstützen, wo E.ON aktiv ist. Darüber hinaus verantwortet diese Einheit die konzernweiten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten.

Erzeugung

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

Erneuerbare Energien

Auch unsere weltweiten Aktivitäten in den Bereichen Klimaschutz und Erneuerbare Energien steuern wir global. Unser Fokus ist der weitere Ausbau unserer heute schon führenden Position in diesem Wachstumsmarkt.

Optimierung & Handel

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

Exploration & Produktion

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

Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa – einschließlich dezentraler Erzeugung – wird von insgesamt elf regionalen Einheiten operativ gesteuert. Dazu zählen neben dem deutschen Markt Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich, die Niederlande, Ungarn, Tschechien, die Slowakei, Rumänien und bis Ende Juni 2012 Bulgarien. Darüber hinaus wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion geführt.

Gesamtwirtschaftliche Situation

Die OECD schätzt die wirtschaftliche Lage für die globale Wirtschaft und die Eurozone insgesamt schwächer ein, als wir in unserem Geschäftsbericht 2011 ausgeführt haben.

Branchensituation

Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen stagnierte der Energieverbrauch in Deutschland. In den ersten neun Monaten 2012 lag der Verbrauch an Primärenergien mit insgesamt 338 Mio Tonnen Steinkohleneinheiten nur leicht über dem Wert des Vorjahres. Verbrauchssteigernde Effekte wie die kühlere Witterung, das leichte Wirtschaftswachstum und der diesjährige Schalltag wurden durch verbrauchsdämpfende Faktoren wie zum Beispiel Energieeffizienzsteigerungen weitgehend kompensiert. Der Erdgasverbrauch verminderte sich vor allem durch den rückläufigen Einsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken um knapp 2 Prozent.

In England, Schottland und Wales lag der Stromverbrauch mit rund 227,0 Mrd kWh auf dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch stieg (ohne den Einsatz in Kraftwerken) auf 395 Mrd kWh (Vorjahr: 383 Mrd kWh). Dies ist auf die niedrigen Temperaturen im zweiten und dritten Quartal zurückzuführen, wodurch die Rückgänge wegen leicht höherer Temperaturen im ersten Quartal 2012, anhaltender Energieeffizienzmaßnahmen und der Reaktion der Kunden auf die wirtschaftliche Entwicklung und die hohen Preise mehr als ausgeglichen wurden.

In den nordeuropäischen Ländern wurde mit 276 Mrd kWh nahezu genauso viel Strom verbraucht wie im Vorjahreszeitraum. Der Netto-Stromexport in die umliegenden Länder betrug rund 10,5 Mrd kWh im Vergleich zu einem Nettoimport von rund 8,0 Mrd kWh im Vorjahr.

In Ungarn lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 25,5 Mrd kWh auf dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm witterungsbedingt um knapp 4 Prozent auf 7.335 Mio m³ ab.

Der Stromverbrauch in Italien nahm im Vergleich zum Vorjahr um 2 Prozent auf 245,7 Mrd kWh (Vorjahr: 251,5 Mrd kWh) ab. Der Gasverbrauch ging durch geringere Lieferungen an Gaskraftwerke um 3 Prozent auf 572,5 Mrd kWh (587,2 Mrd kWh) zurück.

Auf dem spanischen Festland lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 191 Mrd kWh um 1 Prozent unter dem Vorjahreswert (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt um 2 Prozent). Mit 203 Mrd kWh nahm der Gasverbrauch im Endkundengeschäft um 6 Prozent zu.

In Frankreich wurden mit 357,8 Mrd kWh 2 Prozent mehr Strom verbraucht (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt 0,3 Prozent). Entsprechend stieg die gesamte Stromerzeugung um 2 Prozent auf 395,1 Mrd kWh.

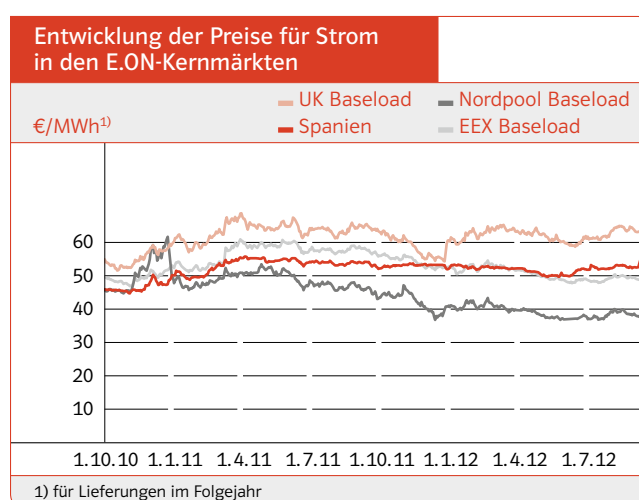
In Russland lag die Stromproduktion im Berichtszeitraum mit rund 765,7 Mrd kWh 1,3 Prozent über dem Niveau des Vorjahres.

Energiepreisentwicklung

In den ersten drei Quartalen des Jahres 2012 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von vier wesentlichen Faktoren beeinflusst:

- den internationalen Preisen für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle sowie für CO₂-Zertifikate,
- der allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Entwicklung,
- den Wetterbedingungen und
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien.

Nachdem im ersten Quartal noch die Kältewelle in Europa und die Unruhen im Mittleren Osten das Marktgeschehen maßgeblich geprägt hatten, spielten im zweiten Quartal hauptsächlich die schwächelnde weltweite konjunkturelle Entwicklung und die anhaltende Krise in der Eurozone eine entscheidende Rolle. Daraus resultierte eine zurückhaltende Stimmung in den Märkten.



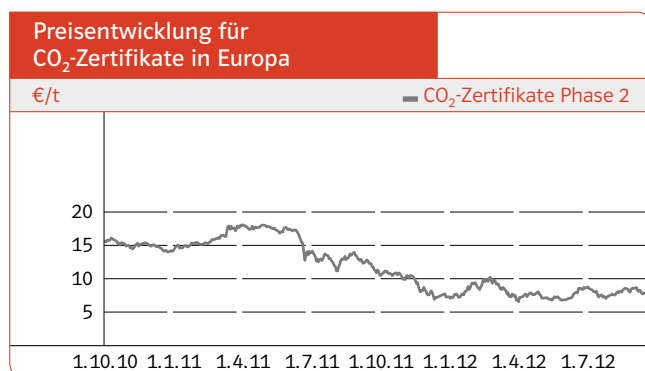
Diese Entwicklung spiegelte sich deutlich im Preis für Brent-Rohöl mit Liefertermin im Folgemonat wider. Nach Preisspitzen von über 125 US-\$ pro Barrel im ersten Quartal und dem Absturz der Preise auf zeitweilig unter 90 US-\$ pro Barrel im zweiten Quartal wurde im dritten Quartal die Furcht vor einem weltweiten Nachfragerückgang durch die Sorge um

8 Zwischenlagebericht

vermehrte Produktionsstörungen und Exportprobleme verdrängt. So zogen dann auch im September die Preise auf nahezu 118 US-\$ pro Barrel an, fielen allerdings wieder etwas ab und schlossen das Quartal bei rund 112 US-\$.

Die Preise auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2) für Lieferungen im Folgejahr sind seit Jahresbeginn von 117 US-\$ pro Tonne um nahezu 17 Prozent auf 97 US-\$ pro Tonne Ende September gefallen. Zwar erholten sich die Preise Anfang August aufgrund eines Streiks in Kolumbien ein wenig, fielen aber mit der Wiederaufnahme der Exporte auf ihr vorheriges Niveau zurück. Einer der Hauptgründe für die niedrigen Preise sind nach wie vor die – im Vergleich zum Vorjahr – um fast 60 Prozent höheren US-Exporte. Dort wird heimische Kohle – insbesondere im Kraftwerkssektor – mehr und mehr durch günstiges Schiefergas verdrängt. Durch die in den letzten Monaten rückläufigen Preise in China schwinden auch die Arbitragemöglichkeiten für Exporte vom Atlantik in den Pazifik. Aufgrund dieser Faktoren und der flachen Nachfrageentwicklung im Atlantikbecken erreichten die Preise das niedrige Niveau. Die Frachtraten blieben aufgrund des bestehenden Überangebots an Schiffen auf ihrem dauerhaft niedrigen Level.

Bedingt durch die Kältewelle in Europa und den Lieferausfall der Elgin-Förderplattform waren die Gaspreise während des ersten Quartals mit rund 30 € pro MWh relativ hoch. Im zweiten Quartal fielen die Preise für Gaslieferungen im kommenden Winter am englischen Handelspunkt wieder auf 27 € pro MWh. Im dritten Quartal erholten sie sich ein wenig, blieben aber – insbesondere im Vergleich zu Öl – mit knapp 28 € pro MWh nach wie vor hinter den Erwartungen zurück. Gründe für die Erholung waren der gestiegene Ölpreis sowie die finanziellen Anreize der großen Notenbanken. Der Anstieg wurde aber deutlich abgeschwächt durch die rückläufige Nachfrage nach LNG-Importen im asiatischen Raum. Dort ist der wichtigste Indikator für den Gaspreis, der sogenannte Japan-Korea-Marker (JKM), um fast 30 Prozent gefallen.

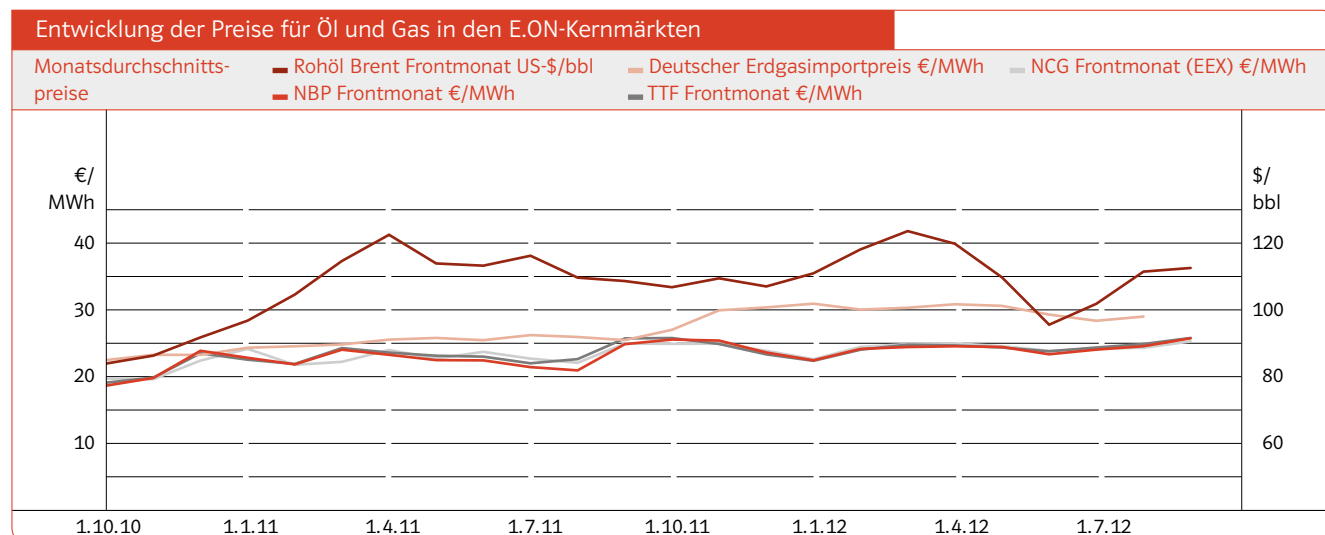


Die Preise für CO₂-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances – EUA) setzten auch im dritten Quartal ihren Trend aus den ersten beiden Quartalen fort und bewegten sich zwischen 7 und 8,50 € pro Tonne. Rekord-Tiefstwerte wie im zweiten Quartal von 5,99 € pro Tonne wurden zwar nicht mehr erreicht, die Preise waren aber Auslöser genug für eine politische Intervention. In deren Verlauf initiierte die EU-Kommission einen Prozess mit dem Ziel, die Zahl der verfügbaren CO₂-Zertifikate zu verringern („Back-loading“-Methode). Allerdings wurde auch schnell klar, dass die Implementierung der Maßnahmen sich wohl deutlich schwieriger als erwartet gestalten wird. Aus diesem Grund blieb dann auch ein wirklich positiver Impuls aus.

Die Entwicklung der Fundamentalwerte hielt auch im dritten Quartal die Preise am deutschen Forward-Markt für Strom auf einem relativ niedrigen Niveau. Neben dem im nächsten Jahr anstehenden Zubau an kohlebasierter Kraftwerkskapazität, verbunden mit der kontinuierlichen Ergänzung von Fotovoltaik und Wind, sorgte nur die aktuelle Preisentwicklung auf den Brennstoffmärkten für eine leichte Auf- und Abwärtsbewegung der Strompreise. Im Zuge des kurzfristigen Preisanstiegs auf dem Ölmarkt Mitte August stiegen auch die Strompreise in Deutschland für Baseload-Lieferungen im nächsten Jahr auf über 50 € pro MWh. Gebremst wurde dieser Trend durch die weiter fallenden Kohlepreise. Gegen Ende des dritten Quartals lagen die Preise dann auch wieder unter 48 € pro MWh und damit 4 € unter dem Wert zum Jahresanfang und auf gleichem Niveau wie zum Ende des zweiten Quartals. Auch in Großbritannien änderten sich die Preise von Quartal zu Quartal nur geringfügig. Lagen die Preise für Lieferungen im Folgejahr gegen Ende des zweiten Quartals bei rund 60 € pro MWh, so beendeten sie das dritte Quartal mit knapp 62 € pro MWh. Abgesehen von einem kurzen Zwischenhoch im August bei 65 €, bedingt durch den starken Ölpreisanstieg, folgte der Kurvenverlauf im Wesentlichen der leicht positiven Entwicklung des Gaspreises. Ein stärkerer Anstieg wurde durch die recht gute Versorgungslage aufgrund der kürzlich erfolgten Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken und durch umfangreiche Stromimporte vom Kontinent in das britische System vermieden. Der nordische Strommarkt war auch im dritten Quartal deutlich durch die Rekordstände der Wasserreservoirs gekennzeichnet. Bedingt durch starke Regenfälle während des Sommers, die wieder erhebliche Zuflüsse in die Reservoirs zur Folge hatten, verzeichneten Norwegen und Schweden im Sommer die niedrigsten Preise auf dem Kurzfristmarkt seit 20 Jahren. Diese Entwicklung übertrug sich auch auf die Preise für Lieferungen im Folgejahr. Diese erreichten mit 36 € pro MWh ihren Tiefstand Mitte Juni und verzeichneten auch im dritten Quartals kaum Bewegung. Gegen Ende des dritten Quartals lagen die Preise bei rund 37 € pro MWh und damit 4 € unter dem Preis zu Beginn des Jahres. Waren im ersten Quartal die Preise für Lieferungen im Folgejahr aufgrund der hohen Abhängigkeit des italienischen Strommarktes von ölindeziertem Gas noch um 2 € pro MWh auf 77 € pro MWh gestiegen, so machten sich im zweiten Quartal neben einer höheren Einspeisung aus solarer Stromerzeugung

auch die negativen Auswirkungen der schwachen gesamtwirtschaftlichen Situation auf den Konsum in Italien bemerkbar. Im dritten Quartal stabilisierten sich die Preise wieder und blieben bis auf ein kurzes, ölpreisgetriebenes Hoch im August konstant bei rund 70 €/ pro MWh. Das Verhältnis zwischen Base- und Peak-Preisen schrumpfte aufgrund hoher Solarstromeinspeisungen weiter. Nachdem die Preise für Lieferungen im Folgejahr auf dem spanischen Forward-Markt im ersten Quartal nur wenig Bewegung zeigten, fielen sie in der ersten Hälfte des zweiten Quartals dann aber aufgrund der gesunkenen Brennstoffpreise von rund 52 €/ pro MWh auf unter 50 €/ pro MWh. Erst der Anstieg der Preise für CO₂-Zertifikate sowie höhere Ölpreise konnten den Preis wieder stabilisieren. Im dritten Quartal sorgte der Beschluss der Regierung zur Einführung einer neuen Steuer auf Stromerzeugung für einen sprunghaften Anstieg der Preise auf 54 €/ pro MWh, die sich auf diesem Niveau dann auch bis zum Ende des Quartals einpendelten.

Auf dem russischen Strommarkt blieben die Preise in der europäischen Zone weiterhin recht stabil, unter anderem aufgrund der Entscheidung der russischen Regierung, die geplante Erhöhung der Gastarife von Januar auf den nachfrageschwächeren Juli zu verschieben. Zudem sorgten geplante und auch ungeplante Wartungsausfälle einiger Kernkraftwerke für weiteren Preisdruck nach oben. So lag dann auch der gewichtete Durchschnittspreis für die ersten drei Quartale bei 865 Rubel (annähernd 22 €). Der Preis in der sibirischen Preiszone war nur unwesentlich durch die Entwicklung der Gastarife geprägt. Der im Vergleich deutliche Anstieg im dritten Quartal auf durchschnittlich 696 Rubel (rund 17 €) resultierte hauptsächlich aus weiterhin unterdurchschnittlichen Zuflüssen in die Wasserreservoirs und insgesamt geringerer Stromerzeugung aus Wasserkraft.



Strombeschaffung

Im Berichtszeitraum 2012 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge um 4,7 Mrd kWh oder 2 Prozent unter

dem Vorjahreswert. Der Strombezug stieg dagegen leicht um 0,8 Mrd kWh.

Strombeschaffung																
1.-3. Quartal in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel ¹⁾		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Eigenerzeugung	115,3	122,5	19,2	17,4	-	-	4,4	5,1	4,5	5,3	47,1	44,9	-	-	190,5	195,2
Bezug	20,4	23,5	5,3	4,5	416,0	427,6	128,2	131,1	110,5	117,7	3,3	3,2	-308,8	-333,5	374,9	374,1
Gemeinschafts- kraftwerke	8,4	8,1	1,7	1,4	-	-	0,1	0,2	-	-	-	-	-	-	10,2	9,7
Optimierung & Handel/Fremde	12,0	15,4	3,6	3,1	416,0	427,6	128,1	130,9	110,5	117,7	3,3	3,2	-308,8	-333,5	364,7	364,4
Summe	135,7	146,0	24,5	21,9	416,0	427,6	132,6	136,2	115,0	123,0	50,4	48,1	-308,8	-333,5	565,4	569,3
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-1,3	-1,5	-0,6	-0,7	-	-	-4,1	-4,2	-6,9	-7,6	-1,7	-1,3	-	-	-14,6	-15,3
Stromabsatz	134,4	144,5	23,9	21,2	416,0	427,6	128,5	132,0	108,1	115,4	48,7	46,8	-308,8	-333,5	550,8	554,0

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

10 Zwischenlagebericht

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung												
1.-3. Quartal 2012	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		E.ON-Konzern	
	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%
Kernenergie	40,8	36	-	-	-	-	-	-	-	-	40,8	21
Braunkohle	3,8	3	-	-	-	-	0,3	7	7,3	15	11,4	6
Steinkohle	48,6	42	-	-	-	-	-	-	-	-	48,6	26
Erdgas/Öl	22,1	19	-	-	0,8	18	3,6	80	39,8	85	66,3	35
Wasserkraft	-	-	11,0	57	1,9	43	0,1	2	-	-	13,0	7
Windkraft	-	-	7,9	41	-	-	-	-	-	-	7,9	4
Sonstige	-	-	0,3	2	1,7	39	0,5	11	-	-	2,5	1
Summe	115,3	100	19,2	100	4,4	100	4,5	100	47,1	100	190,5	100

Die Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung lag um 7,2 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Ursachen waren insbesondere die Stilllegung von Kernkraftwerken gemäß der Novelle des Atomgesetzes (AtG) in Deutschland, geringere Verfügbarkeiten der Kernkraftwerksblöcke Oskarshamn in Schweden und die insgesamt rückläufige Nachfrage in den europäischen Strommärkten. Gegenläufig wirkten sich vor allem die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke in Großbritannien und Deutschland und deutlich verbesserte Marktkonditionen für den Einsatz von Kohlekraftwerken in Großbritannien, Frankreich und Spanien aus.

Im Segment Erneuerbare Energien lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 19,2 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau von 17,4 Mrd kWh. Die Eigenerzeugung im Bereich Wasserkraft erhöhte sich um 0,7 Mrd kWh auf 10,9 Mrd kWh. Gründe hierfür waren in Schweden der hohe Wasserstand zu Jahresbeginn und ein anhaltend hoher Zufluss in die Reservoirs sowie in Deutschland eine insgesamt gute Wasserführung. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges steigerte die Eigenerzeugung um 15 Prozent auf 8,3 Mrd kWh (Vorjahr: 7,2 Mrd kWh). 95 Prozent der Erzeugung stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken.

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

Die weiteren EU-Länder erzeugten mit 4,5 Mrd kWh 0,8 Mrd kWh weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahreszeitraum.

In der Region Russland haben wir im Berichtszeitraum mit eigenen Kraftwerken rund 93 Prozent des Gesamtbedarfs von 50,4 Mrd kWh gedeckt. 3,3 Mrd kWh wurden von Fremden bezogen.

Gasbeschaffung, Handelsvolumen und Gasproduktion

In den ersten drei Quartalen 2012 bezog die Einheit Optimierung & Handel rund 956,2 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Neben der Beschaffung an Handelspunkten wurde

rund die Hälfte dieser Menge über Langfristverträge bezogen. Wichtigste Bezugsquellen waren Norwegen, Russland, Deutschland und die Niederlande.

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

Handelsvolumen		
1.-3. Quartal	2012	2011
Strom (Mrd kWh) ¹⁾	1.099	1.321
Gas (Mrd kWh)	1.783	1.900
CO ₂ -Zertifikate (Mio t)	319	489
Öl (Mio t)	211	69
Kohle (Mio t)	171	193
1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswert angepasst		

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

Die Gasproduktion der globalen Einheit Exploration & Produktion aus den Nordseefeldern ging im Berichtszeitraum 2012 gegenüber dem Vorjahr auf 498 Mio m³ zurück. Die Produktion von Öl und Kondensaten sank ebenfalls und lag mit 1,4 Mio Barrel 50 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die wesentlichen Ursachen hierfür waren technisch bedingte vorübergehende Produktionsausfälle in den Feldern Njord, Elgin/Franklin und Rita und der natürliche Produktionsrückgang in den älteren Feldern. Damit verringerte sich die Upstream-Produktion von Gas und Öl beziehungsweise Kondensaten insgesamt um 48 Prozent auf 4,5 Mio Barrel Öläquivalent. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen steht uns aus dem at equity einbezogenen sibirischen Feld Yushno Russkoje mit 4,6 Mrd m³ etwas weniger Erdgas als im Vorjahreszeitraum zu.

Upstream-Produktion			
1.-3. Quartal	2012	2011	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	1,4	2,8	-50
Gas (in Mio Standard-m ³)	498	931	-46
Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)	4,5	8,6	-48

Stromabsatz

Im Berichtszeitraum 2012 lag der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern um 3,2 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau.

Der Rückgang des Stromabsatzes im Segment Erzeugung resultiert im Wesentlichen aus der Stilllegung von Kraftwerken gemäß der AtG-Novelle in Deutschland und der insgesamt rückläufigen Nachfrage in den europäischen Strommärkten. Gegenläufig wirkten sich vor allem die deutlich verbesserten Marktkonditionen für den Einsatz von Kohlekraftwerken in Großbritannien und Spanien sowie die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke in Großbritannien und Deutschland aus.

Im Segment Erneuerbare Energien lag der Stromabsatz 2,7 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Der Stromabsatz im Bereich Wasserkraft nahm vor allem in Schweden und

Deutschland wegen des Anstiegs der Eigenerzeugung und des damit steigenden Absatzes an die Einheit Optimierung & Handel um 1,6 Mrd kWh zu. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges verkaufte Strom ausschließlich in Märkten mit Anreizmechanismen für Erneuerbare Energieträger. Der Stromabsatz stieg im Wesentlichen durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 1,1 Mrd kWh beziehungsweise 14 Prozent.

Der Stromabsatz der Regionaleinheit Deutschland lag in den ersten neun Monaten 2012 nahezu auf Vorjahresniveau.

In den weiteren EU-Ländern ist der Stromabsatz um 7,3 Mrd kWh gesunken. Rückgängen von 10,8 Mrd kWh in Frankreich, Italien, Großbritannien, den Niederlanden und Schweden standen Zunahmen von 3,5 Mrd kWh in Rumänien, Spanien, Tschechien und Ungarn gegenüber.

Der Stromabsatz der Regionaleinheit Russland am Großhandelsmarkt übertraf mit 48,7 Mrd kWh – insbesondere durch die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya im zweiten Halbjahr 2011 – den Vorjahreswert um 4 Prozent.

Stromabsatz																
1.-3. Quartal in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel ¹⁾		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	0,1	-	-	-	17,3	18,2	44,1	44,5	-	-	-	-	61,5	62,7
Industrie- und Geschäftskunden	2,8	2,9	-	-	-	-	25,9	27,8	50,8	58,0	-	-	-0,4	-0,2	79,1	88,5
Vertriebspartner	25,4	27,0	3,5	3,5	-	-	62,2	59,5	0,5	1,1	-	-	-3,7	-3,6	87,9	87,5
Kundengruppen	28,2	29,9	3,6	3,5	-	-	105,4	105,5	95,4	103,6	-	-	-4,1	-3,8	228,5	238,7
Großhandelsmarkt/ Optimierung & Handel	106,2	114,6	20,3	17,7	416,0	427,6	23,1	26,5	12,7	11,8	48,7	46,8	-304,7	-329,7	322,3	315,3
Summe	134,4	144,5	23,9	21,2	416,0	427,6	128,5	132,0	108,1	115,4	48,7	46,8	-308,8	-333,5	550,8	554,0

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

Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz stieg in den ersten drei Quartalen 2012 um 41,4 Mrd kWh beziehungsweise 5 Prozent auf 837,6 Mrd kWh.

Der Gesamtabsatz der globalen Einheit Optimierung & Handel nahm im Vergleich zum Vorjahr um 3 Prozent zu. Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden sowie Vertriebspartner lag unter dem Vorjahresniveau. Der Anteil der beiden Kundengruppen hat sich durch eine geänderte Kundenzuordnung

verschoben. Der Absatz an die regionale Einheit Deutschland nahm auf rund 309 Mrd kWh zu. Im Ausland ging der Absatz wegen geringerer Liefermengen von E.ON Földgáz Trade um rund 17 Mrd kWh zurück. Der Absatzanstieg im Bereich Großhandel war insbesondere durch eine höhere Nachfrage im Endkundengeschäft in Großbritannien bedingt.

Die Gasabsätze der Regionaleinheit Deutschland erhöhten sich im Wesentlichen durch die Akquisition von Neukunden im Bereich Vertriebspartner.

12 Zwischenlagebericht

Der Gasabsatz in den weiteren EU-Ländern lag um 13,9 Mrd kWh über dem Vorjahreswert. Ursachen hierfür waren vor allem Absatzsteigerungen von 14,9 Mrd kWh, insbesondere in Großbritannien aufgrund der niedrigen Temperaturen im zweiten und dritten Quartal, in Rumänien und Tschechien im

Großhandelsgeschäft sowie in Spanien im Industriekundengeschäft und den Niederlanden an die Einheit Optimierung & Handel. Dagegen nahm der Gasabsatz durch geringere Lieferungen an Gaskraftwerke in Schweden um 1,0 Mrd kWh ab.

Gasabsatz										
1.-3. Quartal in Mrd kWh	Optimierung & Handel ¹⁾		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	17,3	17,1	66,9	59,5	-	-	84,2	76,6
Industrie- und Geschäftskunden	6,4	-	93,5	98,1	35,2	35,4	-3,5	-9,3	131,6	124,2
Vertriebspartner	47,9	61,9	246,8	221,0	0,1	0,7	-47,8	-66,5	247,0	217,1
Kundengruppen	54,3	61,9	357,6	336,2	102,2	95,6	-51,3	-75,8	462,8	417,9
Deutschland	308,8	288,1	-	-	-	-	-308,8	-288,1	-	-
Ausland	66,6	84,0	-	-	-	-	-23,3	-14,0	43,3	70,0
Großhandelsmarkt/ Optimierung & Handel	512,8	478,4	-	-	14,5	7,2	-195,8	-177,3	331,5	308,3
Summe	942,5	912,4	357,6	336,2	116,7	102,8	-579,2	-555,2	837,6	796,2

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

Ertragslage

Transferpreissystem

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

Umsatzentwicklung

In den ersten drei Quartalen 2012 lag der Umsatz mit 93,6 Mrd € um 21 Prozent über dem Vorjahresniveau. Insbesondere in den Segmenten Optimierung & Handel und Deutschland stiegen die Umsätze, bei einem insgesamt höheren Anteil der Außenumsätze. Dagegen ging der Umsatz der Einheit Erzeugung deutlich zurück.

Umsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	9.199	10.648	-14
Erneuerbare Energien	1.785	1.733	+3
Optimierung & Handel	69.496	55.978	+24
Exploration & Produktion	1.045	1.132	-8
Deutschland	29.646	27.104	+9
Weitere EU-Länder	17.434	16.805	+4
Russland	1.363	1.171	+16
Konzernleitung/Konsolidierung	-36.339	-37.065	-
Summe	93.629	77.506	+21

Erzeugung

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz in den ersten drei Quartalen 2012 um 1,4 Mrd € beziehungsweise 14 Prozent ab.

Umsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Kernkraft	3.081	3.740	-18
Fossile Erzeugung	6.042	6.782	-11
Sonstiges	76	126	-40
Erzeugung	9.199	10.648	-14

Im Bereich Kernkraft lagen die Umsatzerlöse um 659 Mio € oder 18 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Der wesentliche Grund hierfür war die Stilllegung von Anlagen in Deutschland gemäß der AtG-Novelle. Zusätzlich führten geringere interne Transferpreise für Lieferungen an unsere Einheit Optimierung & Handel und die geringeren Absatzmengen in Schweden zu einem Umsatzrückgang.

In der fossilen Erzeugung gingen die Umsatzerlöse um 740 Mio € oder 11 Prozent zurück. Dieser Rückgang resultierte vor allem aus einer geringeren Auslastung unserer Kraftwerksflotte und niedrigeren internen Transferpreisen. In Großbritannien stiegen die Umsätze aufgrund der Inbetriebnahme eines neuen Gaskraftwerks, verbesserter Marktkonditionen für Kohlekraftwerke und von Währungsumrechnungseffekten. In Spanien wirkten sich ebenfalls höhere Absatzvolumina positiv aus.

Erneuerbare Energien

Der Umsatz in der globalen Einheit Erneuerbare Energien legte um 52 Mio € zu.

Umsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Wasserkraft	976	1.078	-9
Wind/Solar/Sonstiges	809	655	+24
Erneuerbare Energien	1.785	1.733	+3

Der Umsatz im Bereich Wasserkraft nahm um 9 Prozent auf 976 Mio € ab. Dies ist im Wesentlichen auf den Absatzrückgang in Italien und die geringeren Transfer- und Spotmarktpreise in Schweden zurückzuführen. In Deutschland und Spanien ging der Umsatz wegen der negativen Preisentwicklung beziehungsweise der witterungsbedingt gesunkenen Produktion leicht zurück.

Wesentlicher Grund für den Anstieg um 154 Mio € im Bereich Wind/Solar/Sonstiges war der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten.

Optimierung & Handel

Der Umsatz der globalen Einheit Optimierung & Handel stieg um 24 Prozent auf rund 69,5 Mrd € (Vorjahr: 56,0 Mrd €).

Umsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Eigenhandel	-15	52	-
Optimierung	69.233	55.661	+24
Gastransport/Beteiligungen/ Sonstiges	278	265	+5
Optimierung & Handel	69.496	55.978	+24

Der Bereich Optimierung umfasst das Gasgroßhandelsgeschäft, das Speichergeschäft und die Asset-Optimierung. Dem Trend des vierten Quartals 2011 folgend, legte der Umsatz durch gesteigerte Handelsaktivitäten vor allem im Gasbereich zu. Zum einen führten Hedgingaktivitäten im Zusammenhang mit langfristigen Lieferverträgen und die Optimierung von konzerneigenen Gaskraftwerken zu einem erheblichen Anstieg der Umsätze. Zum anderen hat eine Anpassung der Strategie auf eine jetzt jährlich rollierende Risikoabsicherung zu einer signifikanten Umsatzsteigerung geführt. Daneben wurde der Umsatz im Gasbereich vor allem durch höhere Verkaufspreise und gestiegene Absatzmengen beeinflusst. Der Anstieg der Umsatzerlöse findet sich nahezu identisch auch im Anstieg der Materialaufwendungen wieder, da bei der Optimierung Mengen eingekauft und wieder verkauft werden. Die Umsatzerlöse des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges lag der Umsatz auf dem Vorjahresniveau. Durch den Verkauf von Open Grid Europe Ende Juli 2012 sank der Umsatz im Gastransport. Dies wurde durch geringere Konsolidierungseffekte ausgeglichen.

Exploration & Produktion

Der Umsatz unserer Einheit Exploration & Produktion nahm aufgrund der gesunkenen Produktionsvolumina aus den Nordseefeldern im Berichtszeitraum 2012 um 8 Prozent auf 1.045 Mio € (Vorjahr: 1.132 Mio €) ab. Durch die positive Preisentwicklung, insbesondere für Mengen aus dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje, wurde die Entwicklung in den Nordseefeldern teilweise kompensiert.

Deutschland

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz der Regionaleinheit Deutschland um 2,5 Mrd € zu.

Umsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Verteilnetzgeschäft	9.727	8.535	+14
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	19.919	18.569	+7
Deutschland	29.646	27.104	+9

Im Geschäftsfeld Verteilnetz lagen die Umsatzerlöse um 1,2 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf höhere Umsätze im Zusammenhang mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien zurückzuführen sowie auf regulierungsbedingt höhere Netzentgelte im Stromgeschäft.

Im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges erhöhte sich der Umsatz um 1,3 Mrd €. Dieser Anstieg resultiert im Wesentlichen aus der Akquisition von Kunden im vertrieblichen Gasgeschäft.

14 Zwischenlagebericht

Weitere EU-Länder

Der Umsatz in den weiteren EU-Ländern nahm um 629 Mio € auf 17,4 Mrd € zu.

Umsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Großbritannien (in Mio £)	6.911 (5.612)	6.078 (5.297)	+14 (+6)
Schweden (in Mio SEK)	2.026 (17.693)	2.187 (19.705)	-7 (-10)
Tschechien (in Mio CZK)	2.161 (54.341)	1.996 (48.627)	+8 (+11)
Ungarn (in Mio HUF)	1.435 (417.929)	1.457 (395.482)	-2 (+6)
Übrige regionale Einheiten	4.901	5.087	-4
Weitere EU-Länder	17.434	16.805	+4

Der Umsatz in der Region Großbritannien stieg um 833 Mio €. Grund waren vor allem Währungsumrechnungseffekte. Zuwächse im Vertriebsgeschäft wurden teilweise durch die fehlenden Umsätze des am Ende des ersten Quartals 2011 veräußerten regulierten Geschäfts (Central Networks) kompensiert.

In der Region Schweden lag der Umsatz trotz positiver Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 63 Mio € um 161 Mio € unter dem Vorjahreswert. Die negative Entwicklung ist vor allem auf geringere Umsätze im Endkundengeschäft wegen im Vergleich zum Vorjahr niedrigerer Spotpreise und Absatzmengen zurückzuführen.

In Tschechien stieg der Umsatz, vor allem aufgrund höherer Verkaufspreise für Gas im Endkundengeschäft und höherer Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft, um insgesamt 165 Mio €. Negativ wirkten sich Währungsumrechnungseffekte aus.

Der Umsatz in der Region Ungarn nahm um 22 Mio € ab. Negative Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 105 Mio € wurden zum Teil durch höhere Verkaufspreise und gestiegene Strom- und Gasmengen kompensiert.

Bei den übrigen regionalen Einheiten verringerte sich der Umsatz um 186 Mio €. Ursachen hierfür waren insbesondere der Verlust eines Großkunden in den Niederlanden, ein mengen- und preisbedingt deutlicher Rückgang in Frankreich, die Veräußerung der Aktivitäten in Bulgarien und geringere Absatzmengen in Italien. Diese Rückgänge wurden durch höhere Stromlieferungen und positive Mengen- und Preiseffekte im Gasgeschäft in Spanien sowie gestiegene Strom- und Gasabsätze in Rumänien teilweise ausgeglichen.

Russland

Der Umsatz in der Region Russland stieg im Berichtszeitraum 2012 um 16 Prozent auf 1.363 Mio € (Vorjahr: 1.171 Mio €). Grund für das Umsatzwachstum waren höhere Absatzmengen durch die gestiegenen Erzeugungskapazitäten. In der Landeswährung Rubel stieg der Umsatz um 15 Prozent auf 54.306 Mio Rubel (47.282 Mio Rubel).

Entwicklung weiterer wesentlicher Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 207 Mio € um 43 Prozent unter dem Wert des Vorjahres von 363 Mio €. Der Rückgang ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass gegenüber dem Jahr 2011 durch im Vorjahr abgeschlossene Neubauprojekte im Kraftwerksbereich deutlich weniger Engineering-Leistungen erbracht wurden.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 23 Prozent auf 8.182 Mio € (Vorjahr: 10.670 Mio €) gesunken. Gründe waren insbesondere niedrigere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 3.475 Mio € (4.736 Mio €) sowie geringere Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 2.539 Mio € (3.261 Mio €). In den ersten neun Monaten 2012 ergaben sich wesentliche Auswirkungen bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten. Diese betrafen vor allem Strom-, Gas-, Kohle- und Ölpositionen. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen betrugen 443 Mio € (1.535 Mio €) und resultierten vor allem aus der Veräußerung von Sachanlagen und aus dem Verkauf von Wertpapieren. Im Vorjahr erzielten wir Erträge hauptsächlich durch die Abgabe weiterer Gazprom-Anteile sowie den Verkauf des britischen Stromverteilnetzes. In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen und Rückstellungen sowie vereinbarte Schadenersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Anstieg um 13.786 Mio € auf 80.588 Mio € (Vorjahr: 66.802 Mio €). Ursache hierfür war vor allem das erheblich gestiegene Handelsvolumen bei unserer Einheit Optimierung & Handel, da bei der Optimierung Mengen eingekauft und wieder verkauft werden. Dagegen wirkte sich die im ersten Halbjahr 2012 erzielte rückwirkende Einigung mit Gazprom über die Preiskonditionen für den Zeitraum seit dem vierten Quartal 2010 in Höhe von rund 1 Mrd € positiv aus.

Der Personalaufwand ist – unter anderem durch den Verkauf des britischen Stromverteilnetzes im Vorjahr – um 4,2 Prozent auf 3.687 Mio € (Vorjahr: 3.849 Mio €) gesunken.

Die Abschreibungen lagen mit 3.646 Mio € deutlich über dem Niveau des Vorjahres von 3.031 Mio €. Grund hierfür sind außerplanmäßige Abschreibungen auf Goodwill, Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in den ersten neun Monaten 2012. Gegenläufig wirkten sich Zuschreibungen auf Sachanlagen in den sonstigen betrieblichen Erträgen aus. Durch

die Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland wurden im Vorjahr außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Anlagen erforderlich.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich um 22 Prozent auf 9.860 Mio € (Vorjahr: 12.554 Mio €). Dies war im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 3.283 Mio € (5.543 Mio €) und niedrigere Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten von 3.089 Mio € (3.185 Mio €) zurückzuführen, die insbesondere Commodity-Derivate betrafen.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen verringerte sich auf 177 Mio € (Vorjahr: 398 Mio €), im Wesentlichen durch außerplanmäßige Abschreibungen auf Beteiligungen im Gasbereich. Darüber hinaus belasteten im Vorjahr außerplanmäßige Abschreibungen infolge der Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland das Ergebnis.

Entwicklung des EBITDA

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Einheiten verwenden wir ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Diese Ergebnisgröße ist unabhängig von Investitions- und Abschreibungszyklen und gleichzeitig eine Indikation des zahlungswirksamen Ergebnisbeitrags (siehe auch Erläuterungen in Textziffer 12 des Anhangs).

Im Berichtszeitraum 2012 lag unser EBITDA um rund 2,3 Mrd € über dem Vorjahreswert. Die wesentlichen Gründe waren

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

EBITDA ¹⁾			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	1.740	1.052	+65
Erneuerbare Energien	906	1.086	-17
Optimierung & Handel	1.961	531	+269
Exploration & Produktion	421	564	-25
Deutschland	1.935	1.677	+15
Weitere EU-Länder	1.558	1.619	-4
Russland	523	378	+38
Konzernleitung/Konsolidierung	-227	-354	-
Summe	8.817	6.553	+35

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Erzeugung

Das EBITDA der globalen Einheit Erzeugung lag um 688 Mio € über dem Vorjahreswert.

Erzeugung				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2012	2011	2012	2011
Kernkraft	599	-144	454	-365
Fossile Erzeugung	1.208	1.193	700	670
Sonstiges	-67	3	-72	-1
Summe	1.740	1.052	1.082	304

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Segment Kernenergie wirkten sich vor allem die Belastungen der im zweiten Quartal 2011 bilanzierten Einmaleffekte im Zusammenhang mit der Stilllegung von Kraftwerken gemäß der AtG-Novelle in Deutschland positiv auf das EBITDA im Berichtszeitraum 2012 aus. Dagegen führten in Deutschland die niedrigeren marktbasierten Transferpreise im Rahmen der Lieferungen an unsere Einheit Optimierung & Handel und höhere Aufwendungen für die Kernbrennstoffsteuer zu negativen Effekten. Zusätzlich verminderte sich das Ergebnis durch die geringeren Absatzmengen und niedrigere Transferpreise in Schweden.

In der fossilen Erzeugung lag das Ergebnis um 15 Mio € über dem Wert des Vorjahres. Positiv wirkten die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke in Deutschland und Großbritannien sowie verbesserte Margen in Frankreich und Spanien. Gegenläufig wirkten niedrigere interne Transferpreise und der Rückgang der Marge in Italien.

Erneuerbare Energien

Das EBITDA im Segment Erneuerbare Energien lag um 180 Mio € beziehungsweise 17 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Erneuerbare Energien				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2012	2011	2012	2011
Wasserkraft	521	654	433	567
Wind/Solar/Sonstiges	385	432	173	253
Summe	906	1.086	606	820

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr sank das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 20 Prozent auf 521 Mio €. Gründe waren im Wesentlichen geringere Preise in Schweden und Italien sowie die witterungsbedingt gesunkene Produktion in Spanien.

16 Zwischenlagebericht

Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lag das EBITDA aufgrund von Einmaleffekten im ersten Quartal 2011 und einer geringeren Vergütung in Großbritannien 11 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Optimierung & Handel

Das EBITDA der globalen Einheit Optimierung & Handel übertraf den Vorjahreswert um 1.430 Mio €.

Optimierung & Handel				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2012	2011	2012	2011
Eigenhandel	-66	-	-68	-2
Optimierung	1.375	-130	1.255	-230
Gastransport/ Beteiligungen/Sonstiges	652	661	596	556
Summe	1.961	531	1.783	324
1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt				

Das EBITDA im Eigenhandel lag unter dem Vorjahreswert. Gründe hierfür waren ein positiver Einmaleffekt im Gasbereich im Berichtszeitraum 2011 sowie im Jahr 2012 Ergebnisrückgänge im Strombereich, insbesondere in Osteuropa, und im Rohstoffhandel mit Öl.

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

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges verringerte sich das Ergebnis gegenüber dem Vorjahr leicht. Höhere Beteiligungsergebnisse wurden durch Konsolidierungseffekte mehr als kompensiert.

Exploration & Produktion

Das EBITDA der Einheit Exploration & Produktion lag mit 421 Mio € (Vorjahr: 564 Mio €) 25 Prozent unter dem Vorjahreswert. Dies war hauptsächlich auf die gesunkenen Produktionsvolumina in den Nordseefeldern zurückzuführen, die teilweise durch höhere Umsätze aufgrund der positiven Energiepreisentwicklung für Mengen aus dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje kompensiert wurden. Das EBIT betrug im Berichtszeitraum 2012 241 Mio € (377 Mio €).

Deutschland

Das EBITDA der Regionaleinheit Deutschland lag um 258 Mio € über dem Vorjahreswert.

Deutschland				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2012	2011	2012	2011
Verteilnetzgeschäft	1.270	1.011	787	542
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	665	666	453	433
Summe	1.935	1.677	1.240	975
1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt				

Im Geschäftsfeld Verteilnetz stieg das Ergebnis um 259 Mio € an. Regulierungsbedingt höheren Netzentgelten im Stromgeschäft und Verbesserungen aus eingeleiteten Einsparmaßnahmen standen niedrigere Netzentgelte im Gasgeschäft gegenüber.

Das EBITDA im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges ist nahezu unverändert.

Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern ging insgesamt um 4 Prozent beziehungsweise 61 Mio € zurück.

Weitere EU-Länder				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2012	2011	2012	2011
Großbritannien (in Mio £)	297 (241)	295 (257)	215 (174)	198 (173)
Schweden (in Mio SEK)	526 (4.595)	506 (4.563)	343 (2.996)	329 (2.960)
Tschechien (in Mio CZK)	315 (7.923)	316 (7.698)	233 (5.857)	234 (5.701)
Ungarn (in Mio HUF)	149 (43.344)	201 (54.652)	76 (22.060)	110 (29.860)
Übrige regionale Einheiten	271	301	195	197
Summe	1.558	1.619	1.062	1.068
1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt				

In der Region Großbritannien lag das EBITDA auf dem Vorjahresniveau. Operative Verbesserungen und positive Währungsumrechnungseffekte wurden durch die fehlenden Ergebnisse des im April 2011 veräußerten regulierten Geschäfts (Central Networks) nahezu ausgeglichen.

Das EBITDA in der Region Schweden stieg vor allem durch positive Währungsumrechnungseffekte von 16 Mio € um 20 Mio €. Darüber hinaus wirkten sich eine allgemeine Anpassung der Netzentgelte, neue Anschlüsse für Windkraftanlagen und die

Veräußerung einer Beteiligung positiv aus. Dagegen belasteten im Wärmegeschäft geringere Verfügbarkeiten sowie im Endkundengeschäft höhere Beschaffungskosten – verursacht durch Preisspitzen im ersten Quartal – zusammen mit rückläufigen Absatzmengen das Ergebnis.

In Tschechien lag das EBITDA auf dem Vorjahresniveau. Höhere Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft wurden durch negative Währungsumrechnungseffekte kompensiert.

Das EBITDA der Region Ungarn entfällt im Wesentlichen mit 163 Mio € auf das Verteilnetzgeschäft und mit -20 Mio € auf das Vertriebsgeschäft. Gründe für den Ergebnismrückgang sind im Wesentlichen niedrigere Margen, höhere Personal- und IT-Kosten, Verluste durch uneinbringliche Forderungen und Währungsumrechnungseffekte.

Bei den übrigen regionalen Einheiten nahm das EBITDA um 30 Mio € beziehungsweise 10 Prozent ab. Dies war im Wesentlichen durch unsere Einheiten in Frankreich und Spanien begründet. In Frankreich belasteten eine Rückstellung für erwartete Verluste im Gasbereich, regulierungsbedingte Änderungen, geringere Absätze im Strombereich und geringere Margen im Gasgeschäft das Ergebnis. In Spanien wirkten sich regulierungsbedingte Veränderungen im Verteilnetzgeschäft sowie Anteilsverkäufe im Vorjahr negativ aus. Teilweise kompensiert wurden die Ergebnismrückgänge dadurch, dass in Italien im Vorjahr Wertberichtigungen auf lange überfällige Forderungen vorgenommen wurden und sich in Rumänien die Margen im Gasgeschäft gegenüber 2011 verbessert haben.

Russland

In der Region Russland nahm das EBITDA im Berichtszeitraum im Wesentlichen wegen der höheren Absatzmengen durch die gestiegenen Erzeugungskapazitäten um 145 Mio € beziehungsweise 38 Prozent auf 523 Mio € (Vorjahr: 378 Mio €) zu. Das EBIT lag bei 384 Mio € (276 Mio €). In der Landeswährung Rubel stieg das EBITDA um 36 Prozent auf 20.815 Mio Rubel (15.258 Mio Rubel). Das EBIT lag bei 15.295 Mio Rubel (11.151 Mio Rubel).

Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen mit 2.727 Mio € beziehungsweise 1,43 € erheblich über den Vorjahreswerten von 864 Mio € und 0,46 €. Der Konzernüberschuss des dritten Quartals 2012 wurde allerdings erheblich durch die Nettowertberichtigungen in Höhe von 1,2 Mrd € belastet.

Konzernüberschuss		
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011
EBITDA¹⁾	8.817	6.553
Planmäßige Abschreibung	-2.632	-2.766
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-71	-50
EBIT¹⁾	6.114	3.737
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.022	-1.349
Netto-Buchgewinne/-verluste	190	1.250
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-233	-393
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-1.190	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-333	-2.134
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.526	1.111
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-527	20
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.999	1.131
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	27	13
Konzernüberschuss	3.026	1.144
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	2.727	864
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	299	280

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

Die Verbesserung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses beruht im Wesentlichen auf der Auflösung von Rückstellungen aus vergangenen Jahren. Gegenläufig wirkte sich insbesondere der Entfall des Einmaleffektes im Vorjahr im Zusammenhang mit dem Förderfonds Erneuerbare Energien aus.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.056	-1.636
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	34	287
Summe	-1.022	-1.349

18 Zwischenlagebericht

In den ersten drei Quartalen 2012 lagen die Netto-Buchgewinne rund 1,1 Mrd € beziehungsweise 85 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus dem Verkauf von Wertpapieren, eines Verwaltungsgebäudes in München, von Netzteilen in Deutschland und von Anteilen an einer britischen Gaspipeline. Der Wert für das Jahr 2011 enthielt insbesondere Buchgewinne aus der Veräußerung von Gazprom-Anteilen, des britischen Netzgeschäfts und von Wertpapieren.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum 2012 im Vergleich zum Vorjahr um 160 Mio € gesunken. Die Aufwendungen fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Rahmen von Strukturmaßnahmen bei regionalen Einheiten in Deutschland und der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme an. Im Berichtszeitraum 2012 entstand zusätzlich Aufwand im Zusammenhang mit Außerbetriebnahmen von Erzeugungseinheiten und im Jahr 2011 durch Strukturmaßnahmen bei den regionalen Einheiten in Großbritannien und Frankreich sowie im IT-Bereich.

Im Berichtszeitraum 2012 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld und regulatorische Eingriffe unsere globalen und regionalen Einheiten. Deshalb mussten wir Wertberichtigungen in Höhe von 1,5 Mrd € insbesondere bei unseren Einheiten Erzeugung, Optimierung & Handel und in den übrigen EU-Ländern vornehmen. Davon entfielen auf Goodwill 0,1 Mrd €, auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte 0,9 Mrd € sowie auf Beteiligungen 0,5 Mrd €. Dem standen Zuschreibungen von rund 0,3 Mrd € im Wesentlichen im Segment Erzeugung gegenüber.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis von -333 Mio € (Vorjahr: -2.134 Mio €) wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 30. September 2012 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein negativer Effekt von -450 Mio € gegenüber -692 Mio € im Vorjahr. Im Jahr 2012 führten eine Vielzahl kleinerer Effekte zu einer weiteren Ergebnisbelastung. Positiv wirkte sich dagegen die Kürzung des Bußgelds um 233 Mio € (einschließlich Zinsen 240 Mio €) aus, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktab-sprachen mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte. Im Berichtszeitraum 2011 ergaben sich zusätzliche negative Effekte aus der Reklassifizierung von Währungsumrechnungseffekten aus dem Eigenkapital im Zuge der Vereinfachung der Konzernstruktur, aus Wertberichtigungen im Zusammenhang mit der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland, aus Vorfälligkeitsentschädigungen im Rahmen der Schuldenreduzierung und durch Abschreibungen auf Förderlizenzen im Segment Exploration & Produktion.

Der im Vergleich zum Vorjahr gestiegene Steueraufwand beruht im Wesentlichen auf dem höheren Ergebnis im Jahr 2012.

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

Nachhaltiger Konzernüberschuss

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

Nachhaltiger Konzernüberschuss			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	2.727	864	+216
Netto-Buchgewinne/-verluste	-190	-1.250	-
Aufwendungen für Restruktu- rierung/Kostenmanagement	233	393	-
Impairments (-)/ Wertaufholungen (+)	1.190	-	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	333	2.134	-
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	-207	-433	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-24	-110	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-27	-13	-
Summe	4.035	1.585	+155

Finanzlage

Entwicklung der Investitionen

In den ersten drei Quartalen 2012 lagen die Investitionen um 228 Mio € über dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 3,8 Mrd € (Vorjahr: 4,0 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 0,5 Mrd € gegenüber 0,1 Mrd € im Vorjahr.

Investitionen			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	846	1.048	-19
Erneuerbare Energien	1.113	712	+56
Optimierung & Handel	245	372	-34
Exploration & Produktion	359	425	-16
Deutschland	554	533	+4
Weitere EU-Länder	619	739	-16
Russland	186	248	-25
Konzernleitung/Konsolidierung	412	29	-
Summe	4.334	4.106	+6
Instandhaltungsinvestitionen	582	712	-18
Wachstums- und Ersatzinvestitionen	3.752	3.394	+11

In den ersten drei Quartalen investierte die globale Einheit Erzeugung 202 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 766 Mio € um 254 Mio € unter dem Vorjahreswert von 1.020 Mio €. Wesentliche Ursache für den Rückgang gegenüber dem Vorjahr ist die Fertigstellung der Neubauten Malzenice in der Slowakei, Irsching in Deutschland und Algeciras in Spanien. In Beteiligungen wurden 80 Mio € (Vorjahr: 28 Mio €) investiert.

In den ersten drei Quartalen 2012 investierten wir im Segment Erneuerbare Energien 401 Mio € mehr als im Vorjahr. Im Bereich Wasserkraft sanken die Investitionen um 17 Prozent von 47 Mio € auf 39 Mio €. Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lagen die Investitionen mit 1.074 Mio € 62 Prozent über dem Vorjahresniveau von 665 Mio €. Die Auszahlungen betrafen die Entwicklung und den Bau von Windkraftanlagen in Europa und in den USA.

Die Investitionen in der globalen Einheit Optimierung & Handel betrugen 245 Mio €. Hiervon entfielen 220 Mio € (Vorjahr: 309 Mio €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Investitionen in die gaswirtschaftliche Infrastruktur. Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 25 Mio € (63 Mio €) und resultierten im Wesentlichen aus einer Eigenkapitalerhöhung bei der Pipeline-gesellschaft Nord Stream.

Die globale Einheit Exploration & Produktion investierte 359 Mio € (Vorjahr: 425 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Die Investitionen in das Feld Skarv betrugen 174 Mio € (280 Mio €).

Im Berichtszeitraum 2012 investierte die regionale Einheit Deutschland 21 Mio € mehr als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte betrugen 547 Mio € und entfielen mit 443 Mio € auf Netzinvestitionen und mit 54 Mio € auf Wärmeinvestitionen. Die Beteiligungsinvestitionen lagen bei 7 Mio €.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern lagen insgesamt 120 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte 82 Mio € (Vorjahr: 167 Mio €). Grund für den Rückgang war im Wesentlichen der Verkauf von Central Networks. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 226 Mio € auf dem Vorjahreswert von 225 Mio €. Die Investitionen flossen in die Instandhaltung und den Ausbau der dezentralen Kraftwerke sowie in den Ausbau und die Modernisierung des Verteilnetzes beziehungsweise neue Anschlüsse im Verteilnetz. In Tschechien lagen die Investitionen bei 98 Mio € (120 Mio €) und in Ungarn bei 89 Mio € (103 Mio €), in den anderen EU-Ländern wie im Vorjahr bei 124 Mio €.

Die Region Russland investierte 186 Mio € (Vorjahr: 248 Mio €), insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms.

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

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 6.827 Mio € deutlich über dem Vorjahreswert von 4.489 Mio €. Positiv wirkten sich vor allem zahlungswirksame Effekte aus dem Anstieg des EBITDA und ein Abbau von Working Capital – unter anderem durch eine höhere Ausspeisung von Kohle- und Gasbeständen – aus. Ferner führten Belastungen aus der Dotierung des Pensionsvermögens in Großbritannien im Jahr 2011, gesunkene Zins- und Steuerzahlungen sowie die teilweise Rückzahlung des Bußgelds, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktab-sprachen mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte, zu einem positiven Effekt im Berichtszeitraum. Die im ersten Quartal dieses Jahres gezahlte Kapitalertragsteuer auf eine konzern-interne Dividende wurde erwartungsgemäß im dritten Quartal zurückerstattet, sodass die entsprechende temporäre Belastung des operativen Cashflows in den Vorperioden im dritten Quartal 2012 entfällt.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag in den ersten neun Monaten des Jahres 2012 bei rund -1,2 Mrd € (Vorjahr: -0,2 Mrd €). Während die Auszahlungen für Investitionen den Vorjahreswert geringfügig übertrafen,

20 Zwischenlagebericht

waren die Mittelzuflüsse aus dem Verkauf von Beteiligungen deutlich niedriger. Im Wesentlichen ist das auf die hohen Erlöse aus der Veräußerung von Central Networks und der restlichen Anteile an Gazprom im Vorjahreszeitraum zurückzuführen, denen im Jahr 2012 hauptsächlich der Erlös aus dem Verkauf von Open Grid Europe gegenüberstand. Gegenläufig wirkten sich 2012 geringere Mittelabflüsse aus der Veränderung von Wertpapieren und Festgeldanlagen aus.

In den ersten neun Monaten 2012 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -4,7 Mrd € (Vorjahr: -6,6 Mrd €). Die Veränderung gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf die hohe Nettorückzahlung von Finanzverbindlichkeiten im Vorjahreszeitraum und auf geringere Dividendenzahlungen im Berichtszeitraum zurückzuführen.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2011 (-36.385 Mio €) sank unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 800 Mio € auf -35.585 Mio €. Wesentliche Gründe für den Rückgang waren der positive operative Cashflow und Desinvestitionerlöse, die vollständig zur Deckung der Dividendenzahlung der E.ON AG und der Investitionen ausreichten. Gegenläufig wirkte sich der Anstieg der Pensionsrückstellungen aus. Dieser ist im Wesentlichen durch die Absenkung der Rechnungszinssätze bedingt.

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

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		
in Mio €	30.9.2012	31.12.2011
Liquide Mittel	8.364	7.020
Langfristige Wertpapiere	5.000	4.904
Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere	13.364	11.924
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-26.464	-28.490
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-1.675	-1.424
Finanzverbindlichkeiten	-28.139	-29.914
Netto-Finanzposition	-14.775	-17.990
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen ¹⁾	310	524
Pensionsrückstellungen	-5.437	-3.245
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-17.433	-17.269
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.750	1.595
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-35.585	-36.385

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

In den ersten drei Quartalen 2012 wurden weder Anleihen emittiert noch zurückgekauft. Die regulären Anleihefälligkeiten betrugen in den ersten neun Monaten 1,3 Mrd €. Insgesamt hat sich die Brutto-Verschuldung gegenüber Kreditinstituten und Dritten seit Jahresende um 2,0 Mrd € auf 26,5 Mrd € verringert. Dies ist im Wesentlichen auf ein geringeres Volumen an ausstehenden Anleihen sowie Commercial Paper zurückzuführen.

E.ONs Debt-Issuance-Programm, mit dem die Emission von Schuldtiteln von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht wird, wurde im April 2012 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €, hiervon waren zum 30. September 2012 rund 20 Mrd € genutzt.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P“) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A- beziehungsweise von A3, jeweils mit stabilem Ausblick, bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-2 (S&P) und P-2 (Moody's). Im Juli 2012 hat S&P E.ONs Langfrist-Rating von A auf A- mit stabilem Ausblick sowie das Kurzfrist-Rating von A-1 auf A-2 heruntergestuft. Die Bonitätsbeurteilungen beider Ratingagenturen liegen damit weiterhin innerhalb des von E.ON angestrebten Ratingziels eines „Solid Single A“ Ratings.

Vermögenslage

Im Vergleich zum Ende des Vorjahres blieben die langfristigen Vermögenswerte zum 30. September 2012 nahezu unverändert. Die Investitionen in Sachanlagen und höhere Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten wurden zum Teil durch den Abgang der Vermögenswerte unseres Gasfernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe ausgeglichen. Außerdem verzeichneten wir im dritten Quartal 2012 außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen, die teilweise durch Zuschreibungen kompensiert wurden.

Die kurzfristigen Vermögenswerte verminderten sich um 19 Prozent. Gründe hierfür waren im Vergleich zum 31. Dezember 2011 im Wesentlichen gesunkene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie aus derivativen Finanzinstrumenten. Leicht gegenläufig wirkten sich höhere liquide Mittel aus.

Die Eigenkapitalquote zum 30. September 2012 stieg auf 27 Prozent gegenüber 26 Prozent am Ende des Vorjahres. Im zweiten Quartal 2012 erfolgte die Zahlung der Dividende an die E.ON-Aktionäre in Höhe von 1,9 Mrd. €.

Die langfristigen Schulden lagen auf dem Niveau des Vorjahres. Höhere Pensionsverpflichtungen, verursacht vor allem durch die Absenkung der Rechnungszinssätze in Deutschland und Großbritannien, wurden insbesondere durch geringere langfristige Finanzverbindlichkeiten kompensiert.

Die kurzfristigen Schulden verringerten sich im Vergleich zum 31. Dezember 2011 um 20 Prozent. Gründe hierfür waren insbesondere geringere Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie aus derivativen Finanzinstrumenten. Dagegen wirkte sich die Umgliederung von Anleihen, die 2013 planmäßig getilgt werden, teilweise kompensierend auf die kurzfristigen Schulden aus.

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

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 38 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2011: 39 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 104 Prozent (31. Dezember 2011: 104 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio. €	30.9.2012	%	31.12.2011	%
Langfristige Vermögenswerte	102.446	71	102.221	67
Kurzfristige Vermögenswerte	41.047	29	50.651	33
Aktiva	143.493	100	152.872	100
Eigenkapital	39.107	27	39.613	26
Langfristige Schulden	67.265	47	67.129	44
Kurzfristige Schulden	37.121	26	46.130	30
Passiva	143.493	100	152.872	100

Mitarbeiter

Am 30. September 2012 waren im E.ON-Konzern weltweit 73.133 Mitarbeiter, 2.260 Auszubildende sowie 270 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 7 Prozent gesunken.

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen. Zum Ende des dritten Quartals waren insgesamt 41.030 Mitarbeiter (56 Prozent) im Ausland tätig.

Mitarbeiter ¹⁾			
	30.9.2012	31.12.2011	+/- %
Erzeugung	10.257	10.578	-3
Erneuerbare Energien	1.817	1.808	-
Optimierung & Handel	2.204	3.941	-44
Exploration & Produktion	191	203	-6
Deutschland	20.764	21.602	-4
Weitere EU-Länder	29.037	31.909	-9
Russland	5.058	4.896	+3
Konzernleitung/Sonstige ²⁾	3.805	3.952	-4
Summe	73.133	78.889	-7

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

Im Segment Erzeugung ist der Mitarbeiterrückgang im Wesentlichen durch auslaufende befristete Arbeitsverträge, Altersteilzeit und weitere Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 begründet. Der Personaltransfer von der Erzeugungseinheit zur regionalen Einheit in Großbritannien führte zu einem weiteren Abbau.

22 Zwischenlagebericht

Der geringe Mitarbeiterzugang im Segment Erneuerbare Energien resultiert aus dem Personalaufbau bei Offshore-Projekten, der durch Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 nahezu kompensiert wurde.

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

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

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

Im Segment Weitere EU-Länder beruht der Mitarbeiterrückgang größtenteils auf dem Verkauf der Regionaleinheit Bulgarien und einer Beteiligung im Bereich Abfallentsorgung in Schweden. Effizienzsteigerungsmaßnahmen, insbesondere in Großbritannien, führten zu einem weiteren Personalabbau.

Der Anstieg der Mitarbeiter im Segment Russland ist im Wesentlichen auf Einstellungen für Neubauprojekte und Wartungsarbeiten zurückzuführen.

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

Risikolage

Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind. Für den E.ON-Konzern und somit auch für die E.ON AG bestehen im Wesentlichen folgende Risiken:

Marktrisiken

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Einheiten bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. Unser in- und ausländisches Stromgeschäft sieht sich zudem, bedingt durch neu in den Markt tretende Anbieter sowie aggressiveres Vorgehen bereits bestehender Marktteilnehmer, einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt, der unsere Margen reduzieren könnte. Die globale Einheit Optimierung & Handel sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem weiterhin erheblichen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Darüber hinaus ergeben sich Preisrisiken, da die Gasbezugspreise zum Teil an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich

am Handelsmarkt orientieren. Die langfristigen Gasbezugsverträge beinhalten für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führen wir kontinuierlich intensive Verhandlungen mit unseren Produzenten. Das von uns gegen Gazprom eingeleitete Schiedsverfahren wurde im Juli 2012 im Rahmen einer einvernehmlichen Einigung beendet.

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

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

Marktpreisänderungsrisiken

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

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

Finanzwirtschaftliche Risiken

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

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

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

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

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

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

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

Strategische Risiken

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

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

24 Zwischenlagebericht

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

Operative Risiken

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

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

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 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 Änderungsmanagement
- Krisenabwehrorganisation und Notfallplanungen

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

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

Die Europäische Kommission hatte 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 hatten im September 2009 gegen diese Bußgeldentscheidung Nichtigkeitsklage beim Gericht der Europäischen Union erhoben. Die Klageerhebung hatte keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. Mit Urteil vom 29. Juni 2012

hat das Gericht der Europäischen Union die Bußgeldentscheidung der Europäischen Kommission teilweise aufgehoben und das Bußgeld um 233 Mio € gemindert. Die Entscheidung ist mittlerweile rechtskräftig. Folgeverfahren können nicht ausgeschlossen werden.

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

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

Des Weiteren sind im Zusammenhang mit der Veräußerung von VEBA Electronics im Jahr 2000 Klagen gegen die E.ON AG und US-Tochtergesellschaften anhängig.

E.ON Ruhrgas bezieht gegenwärtig – auf Basis langfristiger Bezugsverträge mit Gazprom – rund ein Viertel ihrer gesamten Gaslieferungen aus Russland. Mit zurzeit fünf weiteren Lieferländern ist E.ON Ruhrgas eines der am stärksten diversifizierten Gasversorgungsunternehmen Europas. Verschiedene zurückliegende Ereignisse in einigen Ländern Osteuropas haben in Teilen West- und Mitteleuropas die Bedenken hinsichtlich der Zuverlässigkeit russischer Gaslieferungen verstärkt, obwohl Russland bisher immer ein sehr zuverlässiger Lieferant

war. Wirtschaftliche beziehungsweise politische Instabilität oder andere Konflikte in jedem möglichen Durchleitungsland, durch das russisches Gas geleitet werden muss, bevor es seinen abschließenden Bestimmungsort in Westeuropa erreicht, können nachteilige Auswirkungen auf den Gasbezug aus Russland haben, wobei derartige Vorfälle außerhalb der Einflussmöglichkeiten von E.ON Ruhrgas liegen. Mit der Inbetriebnahme der Nord Stream Pipeline im November 2011 besteht erstmals eine direkte Verbindung zwischen den großen Gasvorkommen Russlands und den westeuropäischen Gasmärkten. Die Nord Stream Pipeline leistet einen wichtigen Beitrag zur Diversifikation der Gasbezüge und erhöht die Versorgungssicherheit Europas.

Externe Risiken

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

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den deutschen Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. In der Gesetzesnovelle ist nunmehr – zusätzlich zu der Rücknahme der Laufzeitverlängerung aus der 11. AtG-Novelle – ein stufenweiser Ausstieg bis 2022 geregelt, wobei die sieben vor Ende 1980 in Betrieb genommenen Reaktoren (diese waren bereits durch das Moratorium von einer temporären Abschaltung betroffen) und das Kernkraftwerk Krümmel entsprechend der gesetzlichen Regelung bereits ab Inkrafttreten der Atomgesetznovelle dauerhaft vom Netz bleiben sollen. Bei den von E.ON betriebsgeführten Anlagen sind die Kraftwerksblöcke Unterweser und Isar 1 betroffen. Mit Blick auf die Restlaufzeiten der übrigen Kernkraftwerke besteht das Risiko, dass die gesetzlich zugewiesenen Reststrommengen vor dem festgelegten Enddatum nicht komplett genutzt werden können. E.ON setzt den mehrheitlichen politischen Willen zum früheren Ausstieg aus der Kernenergie zwar um, gleichzeitig hält E.ON den Atomausstieg in der nun gesetzlich geregelten Form jedoch für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Jedenfalls aber ist ein solcher Eingriff ohne Gewährung

26 Zwischenlagebericht

einer Entschädigung für die entzogenen Rechte verfassungswidrig, sodass wir den gebotenen Ausgleich für den mit diesem Entzug verbundenen Vermögensschaden in Milliardenhöhe erwarten. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingereicht. Die Kernbrennstoffsteuer bleibt nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung in ihrer spezifischen Höhe erhalten. Bereits in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung hielt E.ON die Kernbrennstoffsteuer aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen für rechtswidrig. Die Beibehaltung der Steuer bei deutlich reduzierten Laufzeiten wirft zusätzliche Rechtsprobleme auf. Daher geht E.ON gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vor. Die bereits eingeleiteten Verfahren betreffen die KKW Gundremmingen B und C, Grohnde, Grafenrheinfeld, Emsland, Brokdorf und Isar 2. Abschließende gerichtliche Entscheidungen erfolgen zu einem späteren Zeitpunkt.

Die Bundesregierung hat, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, das Gorleben-Moratorium aufgehoben und die Erkundung des Standortes – wenn auch unter (nachträglich festgelegten) Einschränkungen – fortgesetzt. Das BMU will in einer Arbeitsgruppe unter Beteiligung der Bundesländer eine gesetzliche Regelung erarbeiten, die das weitere Verfahren bezüglich der Endlagersuche regelt. Allerdings erscheint ein zeitnahe Konsens zwischen BMU und der Opposition angesichts der Medienverlautbarungen der Herren Trittin und Gabriel im Oktober 2012 eher unwahrscheinlich, sodass eine zeitnahe Verabschiedung des Gesetzesvorhabens unwahrscheinlich geworden ist. Mit dem vorliegenden ersten Gesetzentwurf sollen „die einzelnen Verfahrensschritte für die Suche und Festlegung eines Standortes für den sicheren Verbleib der Wärme entwickelnden radioaktiven Abfälle festgelegt“ werden. In dem Entwurf ist Gorleben als möglicher Standort erwähnt – die Rolle Gorlebens in dem geplanten Endlagersuchverfahren erscheint aber noch nicht abschließend geklärt. Seit der Aktualisierung des ersten Gesetzentwurfes findet sich in den Entwürfen auch ein Passus zur Änderung des § 21 b AtG, welcher die Kosten für „die Durchführung eines Standortauswahlverfahrens nach dem Standortauswahlgesetz“ als beitragsfähigen notwendigen Aufwand ansieht, der von den Ablieferungspflichtigen zu tragen ist. Nach richtiger, wenngleich nicht unbestrittener Auffassung ist eine derartige Kostenüberwälzung nicht verfassungsgemäß, solange sich Gorleben nicht als ungeeignet erwiesen hat.

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

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

Im Zuge der Diskussion um die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele im Jahr 2050 wird auch über eine Anpassung der europäischen Gesetzgebung zum Emissionshandel diskutiert. Damit soll die Zahl der in der nächsten Handelsphase bis 2020 im Europäischen Emissionshandelssystem zur Verfügung stehenden CO₂-Emissionsrechte gekürzt werden. Man erhofft sich durch eine Kürzung der Mengen der Emissionsrechte höhere CO₂-Preise und damit zusätzliche Anreize für Investitionen in klimaschonendere Anlagen. Risiken für das aktuelle fossile Erzeugungsportfolio von E.ON in der EU aus eventuell höheren CO₂-Preisen lassen sich erst bei genauerer Kenntnis der Maßnahmen ableiten.

Im Strombereich wurde Mitte Juli vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der Vorschlag für europäische Regeln zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen finalisiert. Der Netzkodex legt die EU-weiten technischen Minimalanforderungen an Erzeugungsanlagen für den Anschluss an das Verteil- und Übertragungsnetz fest. Der Netzkodex kann erhöhte Anforderungen an Neubauprojekte und gegebenenfalls an Bestandsanlagen im Kraftwerksbereich stellen. Die europäische Regulierungsbehörde ACER hat den von ENTSO-E entwickelten Netzkodex unter Vorgabe einiger Nacharbeiten freigegeben. Diese müssen abgeschlossen werden, bevor dann der Komitologieprozess initiiert wird, mit dem die Regelung direkt rechtlich verbindlich wird.

Sechs Regionalversorgungsunternehmen wurden 2008 neu strukturiert. Dabei wurde der Netzbetrieb in die Regionalversorgungsunternehmen reintegriert, sodass die Regionalversorgungsunternehmen als Netzbetreiber fungieren. Gleichzeitig wurden die Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten in Tochtergesellschaften ausgelagert, wobei die Vertriebsgesellschaften

zentral gesteuert werden. Die Regulierungsbehörde sieht in Vertriebsbeteiligungen von Netzbetreibern einen Verstoß gegen die Entflechtungsvorschriften. In einem Musterverfahren gegen ein Regionalversorgungsunternehmen und E.ON Energie hat die Regulierungsbehörde Anfang Februar 2012 einen Beschluss erlassen, wonach das Regionalversorgungsunternehmen sechs Monate nach Bestandskraft des Beschlusses die Beteiligung an der Steuerungsgesellschaft und an der regionalen Vertriebsgesellschaft aufgeben muss. E.ON Energie und das Regionalversorgungsunternehmen (E.ON Bayern) haben gegen die Verfügung der Bundesnetzagentur im Musterverfahren Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt und werden die Verfügung gerichtlich überprüfen lassen. Sollte die Entscheidung der Regulierungsbehörde nach Abschluss des mehrjährigen Gerichtsverfahrens Bestand haben, müssen bei den betroffenen Regionalversorgungsunternehmen gegebenenfalls Umstrukturierungsmaßnahmen vollzogen werden.

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

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

Mit dem Ziel geeigneter Investitionsanreize für eine CO₂-arme Erzeugung und einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt die britische Regierung zurzeit Reformen im britischen Großhandelsmarkt um. Eine Einspeisevergütung soll die Erlössicherheit für neue Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien und Kraftwerke mit „Carbon Capture and Storage (CCS)“ erhöhen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, der Erzeugung mit niedriger Benutzungsstundendauer fördern soll. Es wird erwartet, dass der gesetzliche Rahmen zur Umsetzung dieser Reformen 2012 weiter vorangetrieben wird und die geplanten Maßnahmen gegen Ende 2014 vollständig umgesetzt werden. Diese Reformen können Auswirkungen auf E.ONs Aktivitäten im Erzeugungsbereich in Großbritannien haben.

Im Rahmen einer Novellierung des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes werden aktuell Gesetzesentwürfe diskutiert, die Kraftwerksstilllegungen verhindern können, die Kontrahierung von Reservekraftwerken ermöglichen, Anforderungen an die Besicherung von systemrelevanten Gaskraftwerken stellen sowie Eingriffe in den Gastransport- und Gasspeicherebetrieb vorsehen. Sollten diese Gesetzesvorschläge verabschiedet werden, könnten sie Auswirkungen auf E.ONs Aktivitäten im Erzeugungs- und Gasbereich haben.

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

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

IT-Risiken

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. Im Jahr 2011 wurde die IT-Infrastruktur an externe Dienstleister ausgelagert. Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet. Daneben begegnet der E.ON-Konzern den Risiken aus unberechtigtem Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust mit diversen Gegenmaßnahmen technischer und organisatorischer Art.

28 Zwischenlagebericht

Beurteilung der Risikosituation

Am Ende des dritten Quartals 2012 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Halbjahresende 2012 nicht verändert. Zu der positiven Veränderung gegenüber dem Jahresende 2011 haben insbesondere die erzielten Ergebnisse in den Verhandlungen über die Gasbezugsverträge beigetragen. In Zukunft können sich 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.

Wichtige Ereignisse nach Quartalsschluss

Im Rahmen unserer Desinvestitionsstrategie unterzeichneten wir am 26. Oktober 2012 die Verträge zur Veräußerung des E.ON-Anteils an Horizon Nuclear Power an den japanischen Industriekonzern Hitachi.

Darüber hinaus haben wir am 5. Oktober 2012 die Verträge zum Verkauf eines 50-prozentigen Anteils an drei US-amerikanischen Windparks an den dänischen Pensionsfonds PensionDanmark unterzeichnet.

Ausführlichere Beschreibungen der Transaktionen befinden sich in Textziffer 13 des Anhangs.

Prognosebericht

Künftige gesamtwirtschaftliche Situation

Die OECD schätzt die Aussichten für die globale Wirtschaft insgesamt schwächer ein, als wir in unserem Geschäftsbericht 2011 unterstellt haben. Auch die EU-Kommission und der deutsche Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung haben aktuell ihre Prognosen für das Wirtschaftswachstum in Europa bis zum Jahresende 2012 und für das Jahr 2013 nach unten korrigiert.

Energiepreisentwicklung

Die Einschätzung hinsichtlich der zukünftigen wirtschaftlichen Entwicklung im Markt beeinflusst derzeit stark die Entwicklung der Commodity-Märkte. Die aktuellen Forward-Markt-Daten spiegeln folgende Erwartungen wider:

- fallende Ölpreise
- steigende Preise für Kohle
- stagnierende Gaspreise mit den üblichen saisonal bedingten Preisschwankungen
- bei den Strompreisen eine vergleichbare seitwärts gerichtete Tendenz

Allerdings hielt der seit Jahren festzustellende Abwärtstrend bei den Stromgroßhandelspreisen bisher unverändert an. Im Oktober hat beispielsweise der Jahresfuture-Preis an der europäischen Energiebörse EEX in Leipzig für eine Megawattstunde Baseload mit nur noch etwa 47 € pro MWh einen neuen Tiefstand erreicht. Die Strompreisentwicklung beeinflusst im Rahmen unserer Sicherungsstrategie unsere zukünftige Ergebnisentwicklung. Insbesondere die Margen in der fossilen Erzeugung, vor allem bei Gaskraftwerken, sind stark rückläufig.

Ergebnisentwicklung

Insgesamt wird mit der Prognose auf das Gesamtjahresergebnis 2012 unsere Ad-hoc-Mitteilung von Anfang Juli bestätigt.

Dieser Prognose liegen die folgenden Effekte im Vergleich zum Vorjahr zugrunde:

- Wegfall des negativen Einmaleffekts aus dem Jahr 2011 aufgrund der Entscheidung der Bundesregierung zur vorzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke
- Portfolioabgänge (unter anderem Central Networks und Open Grid Europe)
- Einigung mit Gazprom bei langfristigen Gaslieferverträgen
- Geringeres Ergebnis im Erzeugungsbereich

Wir gehen aus heutiger Sicht davon aus, dass unser EBITDA im Jahr 2012 in einer Bandbreite von 10,4 bis 11,0 Mrd € liegen wird. Für den nachhaltigen Konzernüberschuss erwarten wir im Jahr 2012 eine Bandbreite von 4,1 bis 4,5 Mrd €.

Für das Jahr 2013 hatten wir bislang ein EBITDA zwischen 11,6 und 12,3 Mrd € und einen nachhaltigen Konzernüberschuss von 3,2 bis 3,7 Mrd € erwartet. Vor dem Hintergrund der erheblichen wirtschaftlichen Unsicherheiten und strukturellen Änderungen des Sektorumfeldes erscheint dieses nicht erreichbar und wir überprüfen diese Prognose derzeit im Rahmen des aktuellen Planungsprozesses.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

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

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

Im Segment Optimierung & Handel haben Strom- und Gas-handel gleichermaßen mit hohem Margendruck zu kämpfen. Im Strombereich liegt dies insbesondere an den im Vorjahresvergleich zwar rückläufigen, jedoch weiterhin hohen internen Transferpreisen. In Verbindung mit niedrigen Marktpreisen ist daher nur mit einer begrenzten Erholung der weiterhin negativen Strommarge zu rechnen. Im Gasgeschäft konnten bereits in der ersten Jahreshälfte gute Verhandlungsergebnisse mit allen Lieferanten, inklusive Statoil, GasTerra und Gazprom, erzielt werden. Insbesondere diese Erfolge führen dazu, dass wir für Optimierung & Handel im Gesamtjahr 2012 ein EBITDA über dem Vorjahresniveau erwarten.

Für das Segment Exploration & Produktion erwarten wir 2012 ein EBITDA unterhalb des Vorjahreswertes. Dies ist insbesondere auf den längeren Produktionsausfall bei dem Njord-Feld aufgrund von Instandhaltungs- und Erweiterungsmaßnahmen sowie auf den Stillstand bei Elgin/Franklin im Zuge des Gasleckvorfalls zurückzuführen. Die Ergebnisbeiträge aus der Beteiligung am russischen Gasfeld Yushno Russkoje sowie höhere Energiepreise mildern die negativen Effekte teilweise ab.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der EBITDA-Beitrag für 2012 aufgrund höherer Ergebnisse im Verteilnetzgeschäft und positiver Einmaleffekte über dem Niveau des Vorjahres liegen wird.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2012 mit einem EBITDA unter dem Vorjahresniveau. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf den Verkauf von Central Networks sowie höhere Aufwendungen im Rahmen gesetzlich erforderlicher Energieeffizienzmaßnahmen in Großbritannien zurückzuführen.

Im Jahr 2012 erwarten wir für Russland ein EBITDA über dem Vorjahreswert. Der ganzjährige Betrieb der neuen Gaskraftwerksblöcke an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya wirkt sich hierbei positiv aus. Darüber hinaus führen ungeplante Stillstände in Kraftwerken von Wettbewerbern im Raum Surgutskaya zu positiven Einmaleffekten.

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

Chancen

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit ergeben sich für E.ON Chancen in Verbindung mit einer für uns positiven Entwicklung der Währungskurse und Marktpreise für die Commodities Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂. Durch ungewöhnlich kalte Wetterperioden – sehr niedrige Durchschnittstemperaturen beziehungsweise Temperaturspitzen – in den Herbst- und Wintermonaten können sich für E.ON im Absatzbereich für Strom und Gas aufgrund einer höheren Nachfrage Chancen ergeben.

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

Über die kommenden Jahre hinweg werden wir unser Geschäftsportfolio im Sinne unserer Strategie cleaner & better energy umbauen. Die Entwicklungsschwerpunkte liegen dabei auf dem Ausbau unserer Aktivitäten in den Bereichen Erneuerbare Energien, Erzeugung außerhalb Europas und dezentrale Energielösungen. Neben den erfolgreichen Geschäften mit Windparks in Nordamerika und Großkraftwerken in Russland erschließen wir Brasilien als nächsten Wachstumsmarkt. Im Rahmen des Joint Ventures mit dem brasilianischen Unternehmen MPX wird der Aufbau von 11.000 MW Erzeugungskapazität geplant. In allen Bereichen sehen wir große Marktchancen und können von unseren Kompetenzen profitieren.

Im Berichtszeitraum haben sich die Chancen gegenüber den im zusammengefassten Lagebericht 2011 dargestellten nicht wesentlich verändert.

30 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht

An die E.ON AG, Düsseldorf

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, verkürzter Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals sowie ausgewählten erläuternden Anhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der E.ON AG, Düsseldorf, für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. September 2012, die Bestandteile des Quartalsfinanzberichts nach § 37x Abs. 3 WpHG sind, einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, eine Bescheinigung zu dem verkürzten Konzernzwischenabschluss und dem Konzernzwischenlagebericht auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht abzugeben.

Wir haben die prüferische Durchsicht des verkürzten Konzernzwischenabschlusses und des Konzernzwischenlageberichts unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze für die prüferische Durchsicht von Abschlüssen unter ergänzender Beachtung des International Standard on Review Engagements „Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity“ (ISRE 2410) vorgenommen. Danach ist die prüferische Durchsicht so zu planen und durchzuführen, dass wir bei kritischer Würdigung mit einer gewissen Sicherheit ausschließen können, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für

Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind. Eine prüferische Durchsicht beschränkt sich in erster Linie auf Befragungen von Mitarbeitern der Gesellschaft und auf analytische Beurteilungen und bietet deshalb nicht die durch eine Abschlussprüfung erreichbare Sicherheit. Da wir auftragsgemäß keine Abschlussprüfung vorgenommen haben, können wir einen Bestätigungsvermerk nicht erteilen.

Auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Annahme veranlassen, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind.

Düsseldorf, den 12. November 2012

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Schwieters	Michael Reuther
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüfer

Verkürzter Zwischenabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns					
in Mio €	Anhang	3. Quartal		1.-3. Quartal	
		2012	2011	2012	2011
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		28.626	24.876	95.062	79.045
Strom- und Energiesteuern		-399	-418	-1.433	-1.539
Umsatzerlöse	(12)	28.227	24.458	93.629	77.506
Bestandsveränderungen		11	27	107	33
Andere aktivierte Eigenleistungen		72	108	207	363
Sonstige betriebliche Erträge		2.506	2.878	8.182	10.670
Materialaufwand		-24.667	-20.970	-80.588	-66.802
Personalaufwand		-1.230	-1.332	-3.687	-3.849
Abschreibungen	(7), (12)	-1.756	-894	-3.646	-3.031
Sonstige betriebliche Aufwendungen		-2.449	-3.672	-9.860	-12.554
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	(8)	-324	153	177	398
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		390	756	4.521	2.734
Finanzergebnis	(6)	-263	-653	-995	-1.623
<i>Beteiligungsergebnis</i>		27	-44	61	13
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		259	165	824	523
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-549	-774	-1.880	-2.159
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		-234	93	-527	20
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		-107	196	2.999	1.131
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	-	-	27	13
Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)		-107	196	3.026	1.144
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		-179	173	2.727	864
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		72	23	299	280
in €					
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG) – unverwässert und verwässert	(7)				
aus fortgeführten Aktivitäten		-0,10	0,10	1,42	0,45
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,00	0,00	0,01	0,01
aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)		-0,10	0,10	1,43	0,46

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns					
in Mio €		3. Quartal		1.-3. Quartal	
		2012	2011	2012	2011
Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)		-107	196	3.026	1.144
Cashflow Hedges		-27	-258	-195	-92
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		-8	-412	-111	-122
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-19	154	-84	30
Weiterveräußerbare Wertpapiere		65	-153	-29	-861
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		86	-134	35	-105
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-21	-19	-64	-756
Währungsumrechnungsdifferenz		327	-621	601	122
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		327	-636	646	-448
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-	15	-45	570
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-763	-371	-2.403	4
At equity bewertete Unternehmen		9	-30	-7	-43
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		9	-30	-7	-43
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-	-	-	-
Ertragsteuern		217	73	788	-39
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen		-172	-1.360	-1.245	-909
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)		-279	-1.164	1.781	235
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		-340	-1.067	1.542	33
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		61	-97	239	202

32 Verkürzter Zwischenabschluss

Bilanz des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	30.9.2012	31.12.2011
Aktiva			
Goodwill		13.858	14.083
Immaterielle Vermögenswerte		6.773	7.372
Sachanlagen		55.738	55.869
At equity bewertete Unternehmen	(8)	5.886	6.325
Sonstige Finanzanlagen	(8)	6.716	6.812
<i>Beteiligungen</i>		1.716	1.908
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		5.000	4.904
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		3.832	3.619
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		3.151	2.842
Ertragsteueransprüche		145	147
Aktive latente Steuern		6.347	5.152
Langfristige Vermögenswerte		102.446	102.221
Vorräte		5.351	4.828
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		2.153	1.789
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		23.575	31.714
Ertragsteueransprüche		1.239	4.680
Liquide Mittel		8.364	7.020
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		3.205	3.079
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		396	89
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		4.763	3.852
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	365	620
Kurzfristige Vermögenswerte		41.047	50.651
Summe Aktiva		143.493	152.872
Passiva			
Gezeichnetes Kapital		2.001	2.001
Kapitalrücklage		13.747	13.747
Gewinnrücklagen		23.110	23.796
Kumuliertes Other Comprehensive Income		91	-277
Eigene Anteile	(9)	-3.530	-3.530
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG		35.419	35.737
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		4.303	4.484
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-615	-608
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		3.688	3.876
Eigenkapital		39.107	39.613
Finanzverbindlichkeiten		22.154	24.029
Betriebliche Verbindlichkeiten		7.037	7.057
Ertragsteuern		2.471	3.585
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(11)	5.437	3.245
Übrige Rückstellungen		22.946	22.427
Passive latente Steuern		7.220	6.786
Langfristige Schulden		67.265	67.129
Finanzverbindlichkeiten		5.985	5.885
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten		25.837	30.729
Ertragsteuern		1.582	4.425
Übrige Rückstellungen		3.713	4.985
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	4	106
Kurzfristige Schulden		37.121	46.130
Summe Passiva		143.493	152.872

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011
Konzernüberschuss	3.026	1.144
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-27	-13
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	3.646	3.031
Veränderung der Rückstellungen	-790	236
Veränderung der latenten Steuern	474	-761
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-698	1.051
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (=3 Monate)	-343	-768
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	1.539	569
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)¹⁾	6.827	4.489
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	3.835	5.908
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	334	257
<i>Beteiligungen</i>	3.501	5.651
Auszahlungen für Investitionen	-4.334	-4.106
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-3.784	-3.996
<i>Beteiligungen</i>	-550	-110
Veränderungen der Wertpapiere und Festgeldanlagen	-403	-2.322
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-303	328
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.205	-192
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ²⁾	-87	5
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON AG	-1.905	-2.858
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-185	-180
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-2.568	-3.536
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-4.745	-6.569
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	877	-2.272
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	31	-12
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang ³⁾	3.855	6.143
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	4.763	3.859

1) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow enthält Textziffer 12.
2) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.
3) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten umfassen Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen E.ON Bulgaria in Höhe von 3 Mio € zum Jahresanfang 2012.

34 Verkürzter Zwischenabschluss

Entwicklung des Konzerneigenkapitals						
in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs-umrechnung	Weiter-veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar 2011	2.001	13.747	29.026	-1.570	1.923	57
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.858			
Anteilserhöhung			16			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			829	94	-822	-68
Konzernüberschuss			864			
Other Comprehensive Income			-35	94	-822	-68
Veränderung versicherungs-mathematischer Gewinne/ Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen			-35			
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				94	-822	-68
Stand zum 30. September 2011	2.001	13.747	27.013	-1.476	1.101	-11
Stand zum 1. Januar 2012	2.001	13.747	23.796	-1.117	895	-55
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-1.905			
Anteilserhöhung			45			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			1.174	639	-101	-170
Konzernüberschuss			2.727			
Other Comprehensive Income			-1.553	639	-101	-170
Veränderung versicherungs-mathematischer Gewinne/ Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen			-1.553			
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				639	-101	-170
Stand zum 30. September 2012	2.001	13.747	23.110	-478	794	-225

		Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss (vor der Umgliede- rung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss	Summe
		-3.531	41.653	4.532	-600	3.932	45.585
				-106		-106	-106
				38		38	38
				-41		-41	-41
			-2.858	-177		-177	-3.035
			16	-29		-29	-13
					-13	-13	-13
			33	202		202	235
			864	280		280	1.144
			-831	-78		-78	-909
			-35	2		2	-33
			-796	-80		-80	-876
		-3.531	38.844	4.419	-613	3.806	42.650
		-3.530	35.737	4.484	-608	3.876	39.613
				-75		-75	-75
				17		17	17
				-9		-9	-9
			-1.905	-185		-185	-2.090
			45	-168		-168	-123
					-7	-7	-7
			1.542	239		239	1.781
			2.727	299		299	3.026
			-1.185	-60		-60	-1.245
			-1.553	-143		-143	-1.696
			368	83		83	451
		-3.530	35.419	4.303	-615	3.688	39.107

36 Anhang

(1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Der Zwischenbericht zum 30. September 2012 wird nach den IFRS und den diesbezüglichen Interpretationen des International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind.

Im vorliegenden Zwischenbericht werden – mit Ausnahme der in Textziffer 2 erläuterten Neuregelungen – dieselben Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie Konsolidierungsgrundsätze wie bei der Erstellung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2011 angewendet.

Dieser Zwischenbericht ist in Übereinstimmung mit IAS 34 erstellt worden und enthält einen gegenüber dem Konzernabschluss verkürzten Berichtsumfang. Für weitere Informationen – auch zum Risikomanagementsystem – verweisen wir auf den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2011, der die Grundlage für den vorliegenden Zwischenabschluss darstellt.

(2) Neu angewendete Standards und Interpretationen

Änderungen zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben – Übertragung finanzieller Vermögenswerte“

Im Oktober 2010 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRS 7. Die neue Version des Standards soll Abschlusslesern ein besseres Verständnis bezüglich des Transfers finanzieller Vermögenswerte (zum Beispiel Verbriefung von Kreditpositionen) geben. Die Änderungen umfassen insbesondere die Offenlegung möglicher Risiken, die beim Unternehmen, welches den finanziellen Vermögenswert übertragen hat, infolge eines anhaltenden Engagements verbleiben. Die Änderung wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2011 beginnen. Auf den E.ON-Konzernabschluss haben diese Änderungen keine Auswirkung.

(3) Konsolidierungskreis

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

Konsolidierungskreis	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2011	161	314	475
Zugänge	5	5	10
Abgänge/Verschmelzungen	11	22	33
Konsolidierte Unternehmen zum 30. September 2012	155	297	452

Zum 30. September 2012 wurden 99 Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (31. Dezember 2011: 105).

(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2012

Open Grid Europe

Im Rahmen der Strategie, Aktivitäten über 15 Mrd € bis Ende des Jahres 2013 zu veräußern, hat E.ON die Anteile an der Gastransportgesellschaft Open Grid Europe GmbH, Essen, zum 23. Juli 2012 an ein Konsortium von Infrastrukturinvestoren veräußert. Der Kaufpreis liegt bei rund 3,2 Mrd € und beinhaltet

die Übernahme von Pensionsverpflichtungen und bestimmten Vermögenswerten. Aufgrund des Verhandlungsstandes wurden die Aktivitäten bereits im Mai 2012 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die in der globalen Einheit Optimierung & Handel geführte Gesellschaft wies zum Abgangszeitpunkt ein Nettovermögen von rund 3,2 Mrd € auf. Die wesentlichen Bilanzposten betreffen das immaterielle Vermögen und Sachanlagevermögen (3,1 Mrd €), Finanzanlagevermögen (0,5 Mrd €), Umlaufvermögen (0,7 Mrd €), passive latente Steuern (0,6 Mrd €) und übrige Passiva (0,5 Mrd €). Aus der Veräußerung resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn vor Steuern.

E.ON Bulgaria

Im Rahmen der Desinvestitionsstrategie hat E.ON im Dezember 2011 mit dem tschechischen Unternehmen ENERGO-PRO einen Vertrag zur Veräußerung ihrer 100-prozentigen Tochtergesellschaft E.ON Bulgaria unterzeichnet. Der Kaufpreis beträgt rund 0,1 Mrd €. Die wesentlichen Vermögenswerte betreffen mit 0,2 Mrd € das Sachanlage- sowie mit 0,1 Mrd € das Umlaufvermögen. Rückstellungen und Verbindlichkeiten betragen in Summe 0,1 Mrd €. Durch die Vereinbarung des Kaufpreises war im Dezember die Erfassung von Impairments auf den Goodwill beziehungsweise das Anlagevermögen in Höhe von insgesamt rund 0,1 Mrd € erforderlich. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012.

HSE

Infolge der Abgabe der Thüga-Gruppe konnte im Laufe des dritten Quartals 2010 ein konkreter Verhandlungsstand über die Abgabe der in der globalen Einheit Gas bilanzierten 40-prozentigen Beteiligung an der HEAG Südthüringische Energie AG, Darmstadt, erreicht werden. Die Beteiligung wurde dementsprechend Ende August 2010 in die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte umgegliedert. Der Buchwert der Beteiligung beläuft sich ebenso wie der Kaufpreis auf rund 0,3 Mrd €. Der Kaufvertrag wurde im Februar 2012 unterzeichnet. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012.

Beteiligung der E.ON Czech

Im Rahmen der Desinvestitionsstrategie beabsichtigt E.ON, eine Minderheitsbeteiligung in Tschechien zu verkaufen. Der erwartete Kaufpreis beträgt rund 0,2 Mrd €. Die Beteiligung wird zum 30. September 2012 in der regionalen Einheit Tschechien als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen und hat einen Buchwert von rund 0,2 Mrd €. Ein Abschluss der Transaktion im Laufe des ersten Quartals 2013 wird angestrebt. Es wird ein geringfügiger Abgangserfolg erwartet.

Interconnector

Im Rahmen von Portfoliooptimierungen wurde auch die 15,09-Prozent-Beteiligung an der Interconnector (UK) Ltd., London, Großbritannien, veräußert. Entsprechend dem Verhandlungsstand wurde die Beteiligung zum 30. Juni 2012 als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen. Die bei der globalen Einheit Optimierung & Handel bilanzierte Beteiligung wurde mit Wirksamkeit zum 26. September 2012 mit einem geringfügigen Abgangserfolg veräußert.

Grundstück Brienner Straße, München

Im Zuge des Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0 und der damit verbundenen Schließung des Standortes der E.ON Energie AG in München soll das Grundstück Brienner Straße verkauft werden. Das Grundstück wird daher zum 30. September 2012 mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen. Der Verkauf soll noch im Jahr 2012 erfolgen.

38 Anhang

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2011

Central Networks

Im Rahmen der Desinvestitionsstrategie hat E.ON ihr britisches Stromverteilnetz an die PPL Corporation (PPL), Allentown, Pennsylvania, USA, zum 1. April 2011 verkauft. Der Kaufpreis für das Eigenkapital sowie für die Übernahme bestimmter Verbindlichkeiten beläuft sich auf rund 4,1 Mrd £ (1. April 2011: 4,6 Mrd €). Zusätzlich wurden Pensionsrückstellungen in Höhe von rund 0,1 Mrd £ übertragen. Aufgrund des Verhandlungsstandes wurden die Aktivitäten bereits seit dem 1. März 2011 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die in der Management Unit Region Großbritannien geführte Einheit wies zum 1. April 2011 ein Nettovermögen vor Konsolidierungseffekten von rund 2,0 Mrd £ (1. April 2011: 2,3 Mrd €) auf. Die wesentlichen Bilanzposten waren das Anlagevermögen (5,0 Mrd €), betriebliche Forderungen (0,4 Mrd €), konzerninterne Verbindlichkeiten (1,2 Mrd €), Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten (0,6 Mrd €), Pensions- und sonstige Rückstellungen (0,7 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,6 Mrd €). Der Veräußerungsgewinn beläuft sich vor Währungsumrechnungseffekten auf rund 0,5 Mrd £. Zum 1. April 2011 waren im OCI Beträge im Wesentlichen aus Währungsumrechnungsdifferenzen in Höhe von -0,2 Mrd € enthalten, sodass sich ein Veräußerungsgewinn von 0,4 Mrd € ergab.

E.ON Rete

Mitte Dezember 2010 wurden die vertraglichen Vereinbarungen zum Verkauf von 100 Prozent der Anteile an der E.ON Rete S.r.l., Mailand, Italien, über die die bisherige Market Unit Italy das italienische Gasverteilnetz geführt hat, an ein Konsortium aus dem italienischen Infrastrukturfonds F2i SGR S.p.A. und AXA Private Equity zu einem Verkaufspreis von rund 0,3 Mrd € geschlossen. Seit dem 31. Dezember 2010 werden diese Aktivitäten als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die wesentlichen Bilanzposten waren das immaterielle und das Sachanlagevermögen mit 0,1 Mrd € beziehungsweise 0,2 Mrd € sowie Verbindlichkeiten mit 0,2 Mrd €. Die Transaktion wurde Anfang April 2011 mit einem geringfügigen Veräußerungsgewinn vollzogen.

Stadtwerke Duisburg/Stadtwerke Karlsruhe

Infolge des Abgangs der Thüga-Gruppe wurden die in der globalen Einheit Gas bilanzierten Beteiligungen an der Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruhe, (10 Prozent) sowie an der Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg, (20 Prozent) zum 31. Dezember 2010 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen. Die Verkäufe wurden Anfang 2011 beziehungsweise im Juli 2011 vollzogen.

BKW

Ebenfalls im Rahmen von Portfoliobereinigungen beschloss E.ON die Abgabe von etwa 21 Prozent der Anteile an der BKW FMB Energie AG (BKW), Bern, Schweiz. Im Juli 2010 konnte der erste Teil der Transaktion mit der Übernahme von rund 14 Prozent durch BKW selbst sowie die Groupe E SA, Fribourg, Schweiz, vollzogen werden. Die verbleibenden rund 7 Prozent der Anteile werden seit dem vierten Quartal 2011 als Finanzanlagevermögen geführt.

Beteiligung an OAO Gazprom

Im vierten Quartal 2010 wurde im Rahmen von Portfoliobereinigungen ein Großteil der gehaltenen Beteiligung an Gazprom an die russische Vnesheconombank (VEB), Moskau, Russische Föderation, veräußert. Der Veräußerungserlös aus diesem Geschäft betrug circa 2,6 Mrd €. Der Buchgewinn betrug circa 2,0 Mrd €. Der bei der globalen Einheit Gas verbliebene Anteil wurde als zur Veräußerung gehalten klassifiziert. Der Buchwert dieser Beteiligung betrug zum 31. Dezember 2010 rund 0,9 Mrd €. Diese Anteile wurden im ersten Quartal 2011 veräußert. Der Abgangserfolg betrug rund 0,6 Mrd €.

(5) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern betrug in den ersten neun Monaten des Jahres 2012 insgesamt 32 Mio € (erstes bis drittes Quartal 2011: 32 Mio €).

(6) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2012	2011	2012	2011
Erträge aus Beteiligungen	26	43	87	106
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	1	-87	-26	-93
Beteiligungsergebnis	27	-44	61	13
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	259	165	824	523
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-549	-774	-1.880	-2.159
Zinsergebnis	-290	-609	-1.056	-1.636
Finanzergebnis	-263	-653	-995	-1.623

(7) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2012	2011	2012	2011
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-107	196	2.999	1.131
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-72	-23	-299	-280
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	-179	173	2.700	851
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-	-	27	13
Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-) der Gesellschafter der E.ON AG	-179	173	2.727	864
in €				
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)				
aus fortgeführten Aktivitäten	-0,10	0,10	1,42	0,45
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,00	0,00	0,01	0,01
aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)	-0,10	0,10	1,43	0,46
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905	1.905	1.905

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON AG keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

Die Ertragslage des dritten Quartals ist insbesondere durch Impairments in Höhe von 1.481 Mio € sowie Zuschreibungen in Höhe von 275 Mio € geprägt.

40 Anhang

(8) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen		
in Mio €	30.9.2012	31.12.2011
At equity bewertete Unternehmen	5.886	6.325
Beteiligungen	1.716	1.908
Langfristige Wertpapiere	5.000	4.904
Summe	12.602	13.137

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen in Höhe von 177 Mio € (erstes bis drittes Quartal 2011: 398 Mio €) enthält Impairments in Höhe von 482 Mio €.

(9) Eigene Anteile

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 2. Mai 2017 eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen. Der Vorstand wurde auf der oben genannten Hauptversammlung ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 30. September 2012 betrug 1.905.471.097 (31. Dezember 2011: 1.905.470.135).

Im Bestand der E.ON AG sowie einer Tochtergesellschaft befanden sich zum 30. September 2012 95.528.903 eigene Aktien (31. Dezember 2011: 95.529.865) mit einem Konzernbuchwert von 3.530 Mio € (entsprechend 4,77 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 95.528.903 € des Grundkapitals).

(10) Gezahlte Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 3. Mai 2012, eine Dividende von 1,00 € (2011: 1,50 €) je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer gezahlten Dividendensumme von 1.905 Mio € (2011: 2.858 Mio €).

(11) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen haben sich gegenüber dem Jahresende 2011 erhöht. Ursache hierfür waren weitestgehend saldierte versicherungsmathematische Verluste, die vor allem auf die Absenkung der Rechnungszinssätze für E.ON-Konzerngesellschaften im Inland und in Großbritannien zurückzuführen sind. Zusätzlich dazu erhöhten Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwandes die Pensionsrückstellungen. Teilweise kompensierend wirkten Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen und der Abgang von Pensionsrückstellungen durch die Veräußerung von Einheiten.

Rechnungszinssätze		
in %	30.9.2012	31.12.2011
Deutschland	3,25	4,75
Großbritannien	4,00	4,60

Der Finanzierungsstatus, der sich als Differenz zwischen dem Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und dem Fair Value des Planvermögens ergibt, wird wie folgt auf den bilanzierten Betrag übergeleitet:

Bilanzierter Betrag		
in Mio €	30.9.2012	31.12.2011
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	17.318	14.607
Fair Value des Planvermögens	-11.878	-11.359
Finanzierungsstatus	5.440	3.248
Nicht erfasster nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-9	-9
Bilanzierter Betrag	5.431	3.239
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-6	-6
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	5.437	3.245

Nahezu korrespondierend zur Rückstellungsveränderung ist die Erhöhung des Finanzierungsstatus gegenüber dem Jahresende 2011. Unter Berücksichtigung der Netto-Pensionszahlungen und der Währungseffekte ist dieser Anstieg weitestgehend auf saldierte versicherungsmathematische Verluste beim Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und beim Fair Value des Planvermögens zurückzuführen. Eine weitere Erhöhung des Finanzierungsstatus resultierte aus Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwandes. Dagegen wirkten sich die in den ersten neun Monaten 2012 geleisteten Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen sowie der Abgang der betreffenden Anwartschaftsbarwerte leistungsorientierter Versorgungsverpflichtungen veräußerter Einheiten mindernd auf den Finanzierungsstatus aus.

Die Zusammensetzung des Gesamtaufwands der leistungsorientierten Versorgungszusagen, der sich in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie den betrieblichen Forderungen widerspiegelt, ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2012	2011	2012	2011
Dienstzeitaufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	59	59	180	178
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	168	172	505	552
Erwarteter Planvermögensertrag (Expected return on plan assets)	-139	-140	-411	-444
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (Past service cost)	6	-	12	2
Summe	94	91	286	288

42 Anhang

(12) Segmentinformationen

Der von der Konzernleitung in Düsseldorf geführte E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) ist in globale und regionale Einheiten gegliedert, die entsprechend dem International Financial Reporting Standard (IFRS) 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) berichtet werden. Seit Anfang 2012 werden die Geschäfte der bisherigen globalen Einheiten Gas und Handel in dem neuen Segment Optimierung & Handel zusammengefasst. Das vorher in der Einheit Gas geführte Explorations- und Produktionsgeschäft bildet seitdem ein eigenes Segment. Ferner werden seit Jahresbeginn einige Gasvertriebsgesellschaften in der Regionaleinheit Deutschland ausgewiesen, die vorher der globalen Einheit Gas zugeordnet waren. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

Die globalen Einheiten

Die globalen Einheiten werden nach IFRS 8 einzeln berichtet.

Erzeugung

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

Erneuerbare Energien

Die weltweiten Aktivitäten in den Bereichen Klimaschutz und Erneuerbare Energien werden auch global gesteuert. Der Fokus dieser Einheit liegt auf dem weiteren Ausbau der führenden Position von E.ON in diesem Wachstumsmarkt.

Segmentinformationen nach Bereichen

1.-3. Quartal in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Außenumsatz	2.272	2.766	615	596	43.186	30.404
Innenumsatz	6.927	7.882	1.170	1.137	26.310	25.574
Umsatzerlöse	9.199	10.648	1.785	1.733	69.496	55.978
EBITDA¹⁾	1.740	1.052	906	1.086	1.961	531
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	10	13	14	9	399	278
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	2.029	2.299	937	874	1.153	-440
Investitionen	846	1.048	1.113	712	245	372

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung Weitere EU-Länder

1.-3. Quartal in Mio €	Großbritannien		Schweden		Tschechien	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Außenumsatz	6.844	6.017	1.908	2.022	2.043	1.901
Innenumsatz	67	61	118	165	118	95
Umsatzerlöse	6.911	6.078	2.026	2.187	2.161	1.996
EBITDA¹⁾	297	295	526	506	315	316
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	-	-	9	5	49	31
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	223	-26	392	420	327	180
Investitionen	82	167	226	225	98	120

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

Optimierung & Handel

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

Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Segment, das in den vier Fokusregionen britische und norwegische Nordsee, Russland und Nordafrika aktiv ist.

Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa wird von insgesamt zwölf regionalen Einheiten operativ gesteuert.

Im Rahmen der Segmentberichterstattung werden die regionalen Einheiten Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien und Ungarn separat ausgewiesen. Darüber hinaus wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion geführt.

Sofern Einheiten nicht separat ausgewiesen werden, sind sie als übrige regionale Einheiten zusammengefasst. Dazu zählen Italien, Spanien, Frankreich, die Niederlande, die Slowakei, Rumänien und Bulgarien (zur Einheit Bulgarien siehe auch Textziffer 4).

Konzernleitung/Konsolidierung beinhaltet die E.ON AG (E.ON oder Gesellschaft) selbst, die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder ohne Konsolidierung		Russland		Konzernleitung/Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
902	917	28.591	25.611	16.618	15.985	1.363	1.171	82	56	93.629	77.506
143	215	1.055	1.493	816	820	-	-	-36.421	-37.121	0	0
1.045	1.132	29.646	27.104	17.434	16.805	1.363	1.171	-36.339	-37.065	93.629	77.506
421	564	1.935	1.677	1.558	1.619	523	378	-227	-354	8.817	6.553
51	55	65	57	106	89	-	-	-4	2	641	503
470	618	2.558	2.018	1.447	1.132	495	346	-1.148	-917	7.941	5.930
359	425	554	533	619	739	186	248	412	29	4.334	4.106

Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder ohne Konsolidierung	
2012	2011	2012	2011	2012	2011
1.391	1.440	4.432	4.605	16.618	15.985
44	17	469	482	816	820
1.435	1.457	4.901	5.087	17.434	16.805
149	201	271	301	1.558	1.619
-	-	48	53	106	89
167	162	338	396	1.447	1.132
89	103	124	124	619	739

44 Anhang

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON seit dem 1. Januar 2011 das EBITDA, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor planmäßigen Abschreibungen, Wertaufholungen und Impairments aus dem operativen Ergebnis sowie Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen das wirtschaftliche Zinsergebnis, Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sowie das sonstige nicht operative Ergebnis.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow:

Operativer Cashflow			
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011	Differenz
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	7.941	5.930	2.011
Zinszahlungen	-638	-811	173
Ertragsteuerzahlungen	-476	-630	154
Operativer Cashflow	6.827	4.489	2.338

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

Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt. Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um außergewöhnliche Aufwendungen mit einmaligem Charakter. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein. So sind zum Beispiel Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen sowie Wertminderungen auf Sachanlagen in den Abschreibungen enthalten. Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß IFRS definierten Kennzahlen abweichen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung unseres EBITDA auf den Konzernüberschuss nach IFRS:

Konzernüberschuss		
1.-3. Quartal in Mio €	2012	2011
EBITDA¹⁾	8.817	6.553
Planmäßige Abschreibung	-2.632	-2.766
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-71	-50
EBIT¹⁾	6.114	3.737
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.022	-1.349
Netto-Buchgewinne/-verluste	190	1.250
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-233	-393
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-1.190	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-333	-2.134
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.526	1.111
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-527	20
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.999	1.131
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	27	13
Konzernüberschuss	3.026	1.144
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	2.727	864
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	299	280

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

Im Berichtszeitraum 2012 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld und regulatorische Eingriffe die globalen und regionalen Einheiten. Deshalb waren Wertberichtigungen in Höhe von insgesamt 1,5 Mrd € insbesondere bei den Einheiten Erzeugung, Optimierung & Handel und bei der Einheit übrige EU-Länder vorzunehmen. Davon entfielen auf Goodwill 0,1 Mrd €, auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte 0,9 Mrd € sowie auf Beteiligungen 0,5 Mrd €. Dem standen Zuschreibungen von rund 0,3 Mrd € im Wesentlichen bei der Einheit Erzeugung gegenüber.

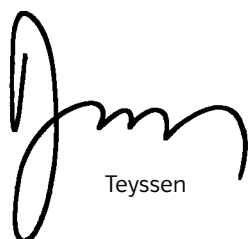
Eine weitere Erläuterung der Überleitung unseres EBITDA zum Konzernüberschuss erfolgt auf Seite 17 im Zwischenlagebericht.

(13) Sonstige wesentliche Sachverhalte

Veräußerungen im vierten Quartal 2012

Im Rahmen der Desinvestitionsstrategie wurden am 26. Oktober 2012 Verträge zum Verkauf des E.ON-Anteils an Horizon Nuclear Power an den japanischen Industriekonzern Hitachi unterzeichnet. Der Kaufpreis für den 50-prozentigen Anteil von E.ON beträgt rund 0,4 Mrd €. Die Transaktion soll noch im November 2012 vollzogen werden.

Zusätzlich dazu hat E.ON am 5. Oktober 2012 einen 50-prozentigen Anteil an drei US-amerikanischen Windparks an den dänischen Pensionsfonds PensionDanmark verkauft. Der vorläufige Kaufpreis für den Anteil an den drei Windparks beträgt insgesamt rund 0,5 Mrd US-\$ (rund 0,4 Mrd €). Der Verkauf soll zu Beginn des Jahres 2013 vollzogen werden.



Teyssen



Kildahl



Maubach



Reutersberg



Schenck



Stachelhaus

Finanzkalender

13. März 2013	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2012
3. Mai 2013	Hauptversammlung 2013
6. Mai 2013	Dividendenzahlung
8. Mai 2013	Zwischenbericht Januar – März 2013
13. August 2013	Zwischenbericht Januar – Juni 2013
13. November 2013	Zwischenbericht Januar – September 2013

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 79-2 62
creditorrelations@eon.com

Dieser Zwischenbericht enthält möglicherweise bestimmte in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf den gegenwärtigen Annahmen und Prognosen der Unternehmensleitung des E.ON-Konzerns und anderen derzeit verfügbaren Informationen beruhen. Verschiedene bekannte wie auch unbekannte Risiken und Ungewissheiten sowie sonstige Faktoren können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse, die Finanzlage, die Entwicklung oder die Leistung der Gesellschaft wesentlich von den hier abgegebenen Einschätzungen abweichen. Die E.ON AG beabsichtigt nicht und übernimmt keinerlei Verpflichtung, derartige zukunftsgerichtete Aussagen zu aktualisieren und an zukünftige Ereignisse oder Entwicklungen anzupassen.

