

2010

Januar Februar März

April Mai Juni

Juli August September

Oktober November Dezember

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1. Quartal	2010	2009	+/- %
Stromabsatz ¹⁾	261,4 Mrd kWh	205,5 Mrd kWh	+27
Gasabsatz ¹⁾	471,5 Mrd kWh	355,1 Mrd kWh	+33
Umsatz	26.227 Mio €	25.935 Mio €	+1
Adjusted EBITDA	4.657 Mio €	3.973 Mio €	+17
Adjusted EBIT	3.709 Mio €	3.100 Mio €	+20
Konzernüberschuss	2.445 Mio €	2.597 Mio €	-6
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	2.278 Mio €	2.457 Mio €	-7
Bereinigter Konzernüberschuss	2.086 Mio €	1.801 Mio €	+16
Ökonomische Investitionen	1.902 Mio €	1.896 Mio €	-
Operativer Cashflow ²⁾	3.122 Mio €	2.886 Mio €	+8
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31.3. bzw. 31.12.)	-43.877 Mio €	-44.665 Mio €	+788 ³⁾
Mitarbeiter (31.3. bzw. 31.12.)	88.580	88.227	-
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	1,20 €	1,29 €	-7
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905	-

1) Ende 2009 wurde ein konzernweitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Zahlen für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.
2) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
3) Veränderung in absoluten Werten

Kurz-Glossar

Adjusted EBIT Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Das Adjusted EBIT (Earnings before Interest and Taxes) ist ein bereinigtes Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben.

Adjusted EBITDA Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - entspricht dem Adjusted EBIT vor Abschreibungen beziehungsweise Amortisation.

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

Ökonomische Investitionen Ausgabewirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung zuzüglich übernommener Schulden und Tausch von Vermögenswerten.

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 Rückbaupflichtungen erweitert, wobei Vorauszahlungen an den schwedischen Nuklearfonds abgezogen werden.

1. Januar bis 31. März 2010

- Adjusted EBIT um 20 Prozent über dem Vorjahreswert
- US-Strom- und -Gasgeschäft veräußert
- Für das Jahr 2010 unverändert Steigerung des Adjusted EBIT zwischen 0 und 3 Prozent und bereinigter Konzernüberschuss auf Vorjahresniveau 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
- 28 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht
- 29 Verkürzter Zwischenabschluss
 - Gewinn- und Verlustrechnung
 - Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
 - Bilanz
 - Kapitalflussrechnung
 - Entwicklung des Konzerneigenkapitals
 - Anhang
- 45 Finanzkalender

4 Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

E.ON ist mit einem starken ersten Quartal in das Jahr 2010 gestartet. Wir konnten sowohl das Adjusted EBIT als auch den bereinigten Konzernüberschuss deutlich auf 3,7 Mrd € beziehungsweise 2,1 Mrd € steigern. An unserem positiven Ausblick mit einer leichten Steigerung des Adjusted EBIT um 0 bis zu 3 Prozent und einem bereinigten Konzernüberschuss auf Vorjahresniveau halten wir fest. Mit anderen Worten: E.ON bleibt auch im laufenden Jahr stabil mit Chancen auf mehr. Dass E.ON in der nach wie vor anhaltenden Wirtschaftskrise starke Zahlen vorlegt und den Ausblick bestätigt, zeigt, dass wir auf dem richtigen Weg sind. Mengen und Preise im Strom- und Gasgeschäft liegen europaweit trotz beginnender Konjunkturerholung immer noch deutlich unter dem Vorkrisenniveau. Dies ist in allen unseren Märkten und Kundensegmenten spürbar. Vor allem im Industrie- und im Gashandelsgeschäft, das nicht nur durch die konjunkturell sinkende Nachfrage, sondern zusätzlich noch durch ein Überangebot von Gas im Spotmarkt erheblich unter Druck steht. Es ist uns gelungen, mit den wichtigen Lieferanten erste Anpassungen der Verträge an die veränderte Marktlage zu verhandeln. Sie geben uns mehr Flexibilität in der Beschaffung und senken die Kosten. Die Herausforderungen im Gasmarkt werden uns aus heutiger Sicht aber auch in Folgejahren weiter beschäftigen. Im Stromgeschäft konnten wir durch vorausschauenden Verkauf unserer Produktion für dieses und das nächste Jahr die Auswirkungen der aktuell schwachen Großhandelspreise erfolgreich ausgleichen. Dass wir in diesen schwierigen Zeiten sehr gut dastehen, verdanken wir also einerseits unserer guten Leistung, andererseits aber auch unserer Aufstellung in allen wesentlichen europäischen Märkten und auf allen Wertschöpfungsstufen.

Hinzu kommt, dass wir rechtzeitig auf einen Dreiklang aus Performancesteigerungen, der konsequenten Überprüfung unserer Assets auf ihren strategischen Wert und eine disziplinierte Investitionsstrategie gesetzt haben. Mit PerformtoWin haben wir – im Einklang mit den Arbeitnehmern – Effizienzsteigerungen in Höhe von jährlich 1,5 Mrd € ab 2011 möglich gemacht und zu einem guten Teil schon umgesetzt. Dabei geht es gerade nicht ausschließlich um Kostensenkungen, sondern zum Beispiel um Verbesserungen im Strom- und Gasvertrieb in Deutschland, England und Schweden, wo wir die Kundenbetreuung neu organisiert haben. Das sind Maßnahmen, die sich schnell auszahlen. So wissen wir beispielsweise aus einer aktuellen Studie aus Schweden, dass die Kundentreue zu E.ON infolge der Neuorganisation um 30 Prozent gewachsen ist.

Gut kommen wir auch mit der Abgabe von Beteiligungen voran. Bis 2010 wollten wir hier mindestens 10 Mrd € erzielen, mehr Klarheit im Beteiligungsportfolio herstellen und unsere Investitionskraft verbessern. Dieses Ziel werden wir nun deutlich übertreffen, denn in der vorletzten Woche ist es gelungen, für unsere Beteiligung an E.ON U.S. einen Käufer zu finden. Der erzielte Kaufpreis von 7,6 Mrd US-\$, den die Pennsylvania Power & Light Corporation zahlen wird, liegt deutlich über den Erwartungen. Mit dem Verkauf reduzieren wir unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung insgesamt um 6 Mrd € und verschaffen uns wertvollen finanziellen Spielraum. Denn gut durch die Krise kommen ist wichtig, wichtiger sind aber heute gezielte Investitionen in die Erträge von morgen und übermorgen. Von 2010 bis 2012 werden wir daher mit insgesamt 24 Mrd € unseren Kraftwerkspark stärken und CO₂-ärmer machen – mit hocheffizienten Gas- und Kohlekraftwerken, Windparks und Solarkraftwerken –, unsere eigene Erdgasproduktion erweitern sowie unsere Strom- und Gasnetze ausbauen.

Um klug zu investieren, müssen wir bei E.ON souverän einschätzen, welche Technologien wann für große Investitionen reif sind – nicht immer ist es gut, der Erste in einem Markt zu sein – und wie man nachhaltige Geschäftsmodelle dafür entwickeln kann. Zusammen mit leistungsstarken Kraftwerken und Netzen und der überragenden Operational Excellence, wie sie die E.ON-Mitarbeiter jeden Tag unter Beweis stellen, sind das die wichtigsten Erfolgsfaktoren, um die Herausforderungen der Zukunft zu meistern.

Als neuer CEO von E.ON übernehme ich gegenüber dem Unternehmen, seinen Mitarbeitern und vor allem gegenüber Ihnen, den Aktionärinnen und Aktionären, die Verantwortung dafür, dass wir diese Herausforderungen verstehen, ernst nehmen und entschlossen handeln. E.ON ist ein starkes, selbstbewusstes Unternehmen – ein Unternehmen mit einer exzellenten Stellung im europäischen Markt, profunden Erfahrungen in allen Aspekten des Energiegeschäfts und robusten Finanzen. In den nächsten Wochen und Monaten werden wir daran arbeiten, welche Ziele wir uns für die kommenden Jahre setzen wollen und wie sich der Konzern organisieren soll, um diese Ziele zu erreichen. Ich werde Ihnen dies im weiteren Verlauf des Jahres erläutern.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

E.ON-Aktie

Am Ende des ersten Quartals 2010 lag der Kurs der E.ON-Aktie leicht unter dem Kurs zum Jahresende 2009 (-6 Prozent) und entwickelte sich damit etwas schlechter als der Branchenindex STOXX Utilities (-2 Prozent im selben Zeitraum). Der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 ging ebenfalls leicht zurück (-1 Prozent), allein der deutsche Aktienindex DAX zeigte im ersten Quartal 2010 eine leicht positive Performance (+3 Prozent).

Der Börsenumsatz der E.ON-Aktien sank gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum um rund 10 Prozent auf 13,7 Mrd €. Dieser Rückgang ist vor allem auf ein geringeres gehandeltes Stückvolumen (-25 Prozent gegenüber dem ersten Quartal 2009) zurückzuführen. Gemessen am Börsenumsatz war die E.ON-Aktie im ersten Quartal 2010 das viert-häufigst gehandelte Papier im DAX. Bei der Gewichtung im DAX war E.ON mit 9,6 Prozent zum 31. März 2010 der zweit-stärkste Wert.

In den USA wird die E.ON-Aktie in Form von American Depository Receipts (ADR) im Umtauschverhältnis 1:1 außerbörslich gehandelt.

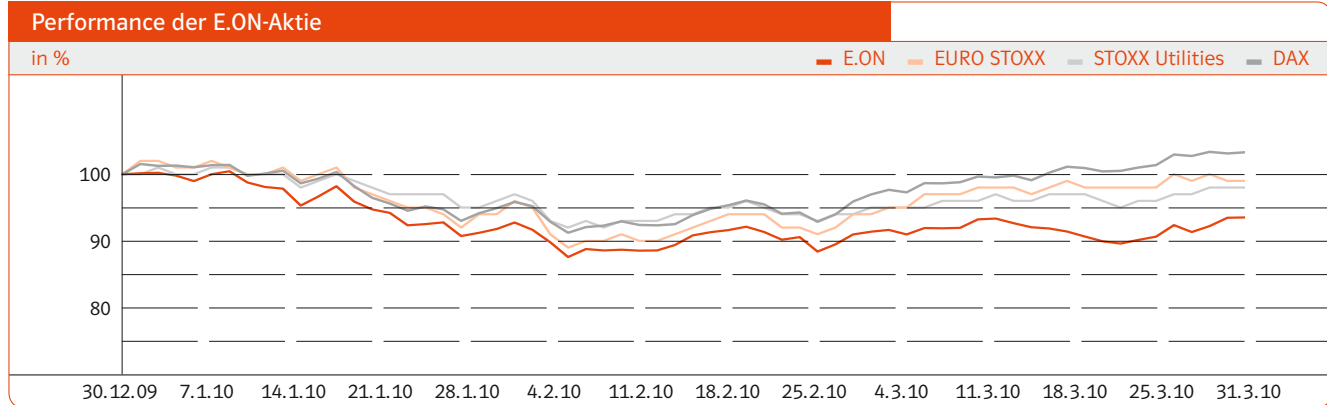
Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter www.eon.com.

E.ON-Aktie		
	31.3.2010	30.12.2009
Anzahl ausstehender Aktien in Mio	1.905	1.905
Schlusskurs in €	27,34	29,23
Marktkapitalisierung in Mrd € ¹⁾	52,1	55,7

1) auf Basis ausstehender Aktien

Kurse und Umsätze		
1. Quartal	2010	2009
Höchstkurs in € ¹⁾	29,36	30,47
Tiefstkurs in € ¹⁾	25,60	18,19
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾ in Mio Stück in Mrd €	508,0 13,7	679,9 15,2

1) Xetra
2) Quelle: Bloomberg, alle deutschen Börsen



6 Zwischenlagebericht

Geschäft und Rahmenbedingungen

Konzernstruktur und Geschäftstätigkeit

E.ON ist eines der weltweit größten privaten Energieunternehmen. Unser Geschäft erstreckt sich entlang der Wertschöpfungskette im Strom- und Gasbereich und ist geografisch oder funktional in Market Units gegliedert. Die Führungsgesellschaften der Market Units sind verantwortlich für das integrierte Management der Zielmärkte. Business Units führen das operative Geschäft.

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

Central Europe

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

Pan-European Gas

E.ON Ruhrgas ist eine der führenden Gasgesellschaften in Europa und einer der größten privaten Erdgasimporteure der Welt. Kunden sind regionale und lokale Energieunternehmen sowie Industriebetriebe im In- und Ausland. Das Berichtsegment Reguliert beinhaltet zum einen Energiebeteiligungen im europäischen Ausland (E.ON Ruhrgas International) und zum anderen das regulierte Transportgeschäft. Im Berichtsegment Unreguliert werden das Gashandelsgeschäft, das E&P-Geschäft und das Gasspeichergeschäft zusammengefasst. Mit Wirkung zum 1. Dezember 2009 wurde die Thüga-Gruppe, die Minderheitsbeteiligungen an kommunalen Gas- und Stromversorgern in Deutschland bündelte, an ein kommunales Erwerbkonkordatium verkauft. Deshalb umfasst der Bereich Sonstiges/Konsolidierung nunmehr ausschließlich Konsolidierungseffekte.

UK

E.ON UK ist für das Energiegeschäft in Großbritannien zuständig. Das regulierte Geschäft beinhaltet die Stromverteilung durch Central Networks. Zum unregulierten Geschäft zählen Stromerzeugung, Endkundengeschäft und der Bereich Energy Services. Das Erzeugungsgeschäft umfasst die Stromerzeugung, den Betrieb und die Wartung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie die Entwicklung beziehungsweise Betriebsführung von Kraftwerken. Im Endkundengeschäft werden Strom- und Gasdienstleistungen an Haushalts-, Geschäfts- und Industriekunden verkauft.

Nordic

E.ON Sverige führt das operative Geschäft in Nordeuropa. Das regulierte Geschäft umfasst die Strom- und Gasverteilung. Im unregulierten Geschäft sind im Wesentlichen die Stromerzeugung, die Wärmeerzeugung, das Endkundengeschäft in den Bereichen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung sowie Energy Services gebündelt.

US-Midwest

E.ON U.S. ist vor allem im regulierten Energiemarkt in Kentucky, USA, tätig. Das Geschäft wird von den beiden Gesellschaften Louisville Gas and Electric Company (LG&E) und Kentucky Utilities Company (KU) betreut. Die Aktivitäten umfassen Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -vertrieb. Zusätzlich bietet LG&E Dienstleistungen in der Gasverteilung innerhalb ihres Versorgungsgebiets an.

Energy Trading

Energy Trading vereint unsere Risikomanagement-Aktivitäten beim Handel, insbesondere von Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂-Zertifikaten, unter einem Dach. Dies beinhaltet die Optimierung und den Eigenhandel. Dabei werden auch Marktpreisveränderungen und Risikopositionen im Rahmen unserer Risikomanagementsysteme und -limite bewusst genutzt. Bei Energy Trading werden auch die Ergebnisse der italienischen E.ON Energy Trading S.p.A. ausgewiesen, weil diese Aktivitäten seit dem 1. Januar 2009 ebenfalls zentral von Düsseldorf aus gesteuert werden.

Neue Märkte

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

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

E.ON Italia führt unser Strom- und Gasgeschäft in Italien. Das operative Geschäft umfasst die Stromerzeugung, den Strom- und Gasvertrieb sowie die Gasverteilung.

E.ON España ist für unser integriertes Energiegeschäft in Spanien verantwortlich.

Corporate Center

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

Branchensituation

Der Stromverbrauch lag in Deutschland im Januar 2010 erstmals wieder 1,4 Prozent über dem Verbrauch des Vorjahresmonats und übertraf im Februar 2010 den Vorjahresmonat sogar um 5,1 Prozent. Dies hatte vor allem drei Gründe: die konjunkturelle Erholung, der im Vorjahr schon krisenbedingt niedrige Verbrauch (sogenannter Basiseffekt) und zusätzlich der ungewöhnlich kalte und lang anhaltende Winter. In den ersten beiden Monaten 2010 erhöhte sich durch eine teilweise Belebung der Industriegasnachfrage auch der Erdgasverbrauch temperaturbereinigt im Vergleich zu den entsprechenden Vorjahresmonaten.

In England, Schottland und Wales wurden im ersten Quartal 2010 rund 89 Mrd kWh (Vorjahr: 88 Mrd kWh) Strom verbraucht. Der Gasverbrauch nahm (ohne den Einsatz in Kraftwerken) von 232 Mrd kWh im ersten Quartal 2009 auf 248 Mrd kWh im Berichtszeitraum zu. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die sehr niedrigen Temperaturen im Januar und Februar zurückzuführen. Die anhaltenden Energiesparmaßnahmen wirkten teilweise kompensierend.

In den nordeuropäischen Ländern wurden mit 118 Mrd kWh im ersten Quartal 2010 rund 6 Mrd kWh mehr Strom verbraucht als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Grund war die sehr kühle Witterung. Der Netto-Stromimport aus den umliegenden Ländern betrug 6,7 Mrd kWh im Vergleich zu 0,5 Mrd kWh im Vorjahr. Der Netto-Stromimport aus Deutschland lag im Berichtszeitraum bei 2,7 Mrd kWh (Vorjahr: Netto-Stromexport von 2,4 Mrd kWh).

Der Strom- und Gasverbrauch im Mittleren Westen der USA nahm in den ersten drei Monaten 2010 um etwa 4 Prozent zu. Dies ist vor allem auf die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Temperaturen zurückzuführen.

In Russland wurden im Berichtszeitraum mit 290 Mrd kWh rund 6 Prozent mehr Strom erzeugt als im ersten Quartal 2009. Die fortschreitende Marktliberalisierung und die niedrigen Temperaturen waren hierfür landesweit die wesentlichen Gründe.

Der Stromverbrauch in Italien nahm im ersten Quartal 2010 im Vergleich zum Vorjahresquartal um 1,9 Prozent (bereinigt um Temperaturdifferenzen und die Zahl der Arbeitstage 2,0 Prozent) auf 80,9 Mrd kWh zu. Dadurch stiegen die Erzeugungsmengen um 3,3 Prozent auf 70,6 Mrd kWh. Der Gasverbrauch erhöhte sich um 8,3 Prozent auf 306,3 Mrd kWh. Die Nachfrage legte in allen Kundensegmenten zu.

Der Stromverbrauch auf dem spanischen Festland lag im Berichtszeitraum mit 68 Mrd kWh 4,7 Prozent (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt 2,8 Prozent) über dem Vorjahreswert. Der Gasverbrauch im Endkundengeschäft stieg um 12,1 Prozent auf 81 Mrd kWh.

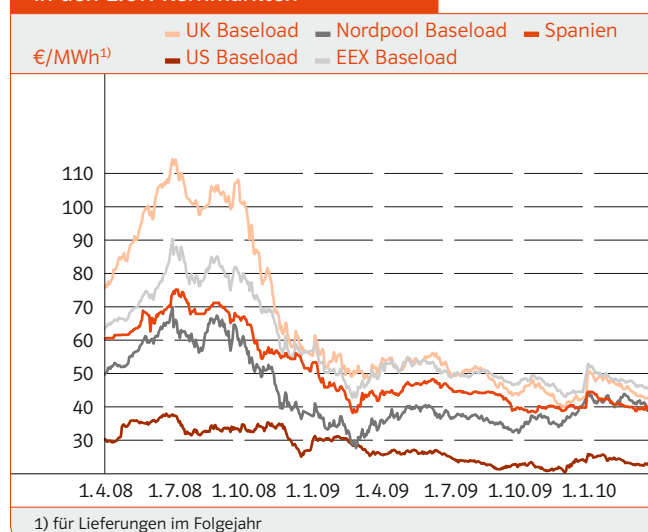
Energiepreisentwicklung

Im ersten Quartal 2010 beeinflussten vier wesentliche Faktoren die Strom- und Gasmärkte in Europa und Russland:

- die internationalen Preise für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle, sowie für CO₂-Zertifikate,
- die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung,
- die Wetterbedingungen und
- die verfügbare Wasserkraft in Skandinavien und Russland.

Mit Ausnahme der Rohölpreise fielen in Europa die Preise für Rohstoffe und Strom. Der Brent-Ölpreis stieg ab einem Zwischentief im Februar bis Ende März auf 82 US-\$ pro Barrel für Lieferungen im nächsten Monat und wurde gestützt durch eine robuste Nachfrage aus asiatischen Nicht-OECD-Staaten, positive Signale zur Wirtschaftsentwicklung sowie unterdurchschnittliche Temperaturen in Nordamerika und Europa. Dagegen fielen die Gas- und Kohlepreise. Der europäische Großhandelsmarkt für Gas wurde bestimmt durch ein globales Überangebot trotz der deutlich tieferen Temperaturen im Winter, norwegischer Lieferengpässe und der sich nur langsam von der Rezession erholenden Nachfrage. Die Entkoppelung der Gaspreise an den europäischen virtuellen Handelspunkten von den Preisen der ölgebundenen Importverträge hielt an. Die extremen Winterbedingungen führten Anfang des Jahres zu einem steigenden Bedarf und damit zu steigenden Preisen für Kohle. Ausgehend von rund 100 US-\$ pro Tonne Anfang Januar sind die Kohlepreise für Lieferungen im kommenden Jahr aber bis Ende März auf rund 88 US-\$ gefallen. Zunehmende preisgünstige Kohleförderung in China, ausreichend gefüllte Kohlelager in Europa sowie der Wettbewerb zwischen Kohle und dem günstiger werdenden Erdgas führten zu dieser Preissenkung.

Entwicklung der Preise für Strom in den E.ON-Kernmärkten



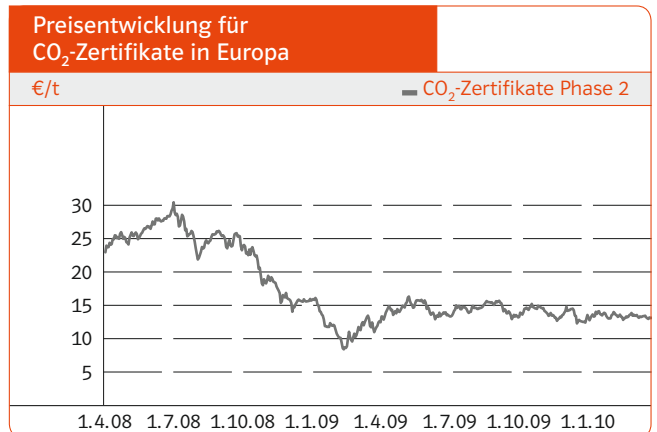
8 Zwischenlagebericht

Die europäischen Strompreise für Baseload-Lieferungen im Jahr 2011 bewegten sich seit Anfang des Jahres aufgrund fallender Preise für Kohle und vor allem für Gas sowie des schwachen Wirtschaftswachstums fast durchgehend abwärts. Die deutschen Preise für eine Baseload-Lieferung im nächsten Jahr fielen beispielsweise von rund 53 € pro MWh Anfang Januar bis Ende März auf rund 46 €, die britischen Preise verhielten sich ähnlich. In Deutschland und Großbritannien wird in den nächsten Jahren ein zusätzliches Angebot neuer Kraftwerkskapazitäten erwartet.

In Skandinavien waren die Strompreise nicht nur wie im übrigen Europa durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie die allgemeine Wirtschaftslage geprägt, sondern wegen des großen Anteils an Wasserkraft auch durch die Wasserstände in den Reservoirs. Diese erreichten bis März ein extrem niedriges Niveau. Die niedrigeren Wasserstände und das kalte Wetter führten im Kurzfristhandel zu extremen Preisspitzen und stützten im Februar die Preise für Lieferungen im nächsten Jahr, bevor die Preise Ende März wieder auf 39 € pro MWh und damit rund 4 € gegenüber dem Jahresbeginn sanken.

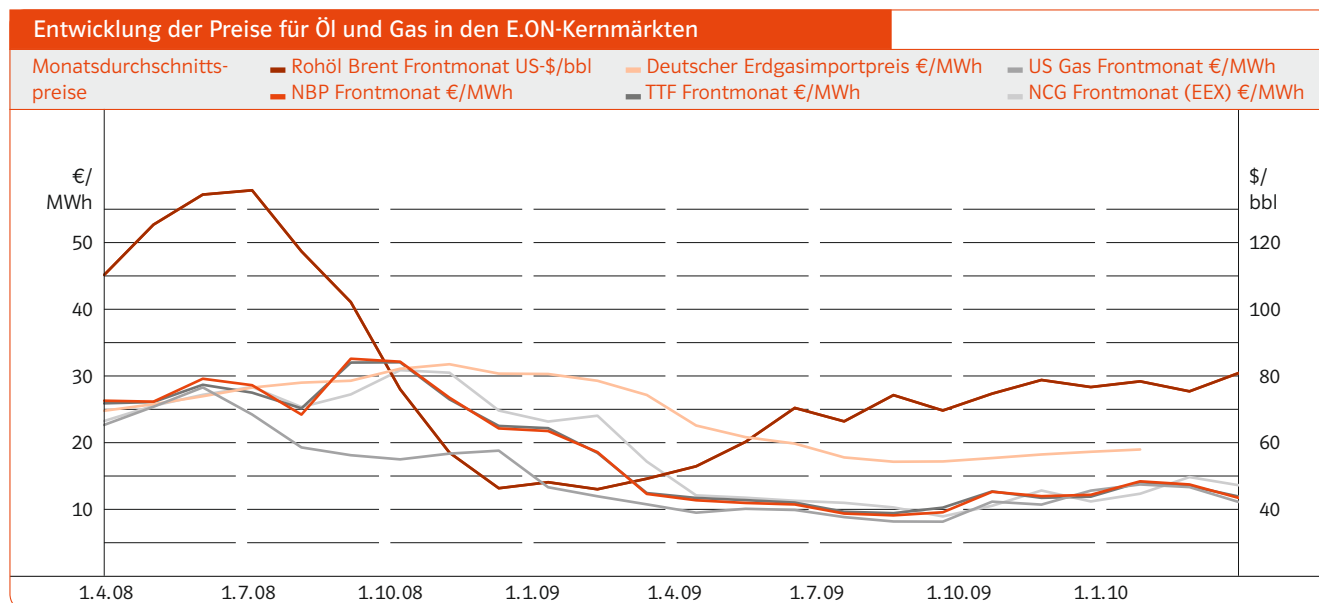
Die Großhandelsmärkte in Italien und Spanien sind noch nicht im vergleichbaren Umfang liquide wie in Nordwesteuropa, auch wenn das Handelsvolumen während des ersten Quartals 2010 im Vergleich zum Vorjahr deutlich zugenommen hat. Die Preise in Spanien fielen wie die nordwesteuropäischen Preise, jedoch in geringerem Umfang bis Ende des Quartals auf 40 €. In Italien ist nur der Kurzfristhandel für Lieferungen am nächsten Tag ausreichend liquide und aussagekräftig, aber der Anteil des Handels für Lieferungen in den nächsten Monaten oder im nächsten Jahr steigt inzwischen. Der monatliche Durchschnittspreis für Baseload-Lieferungen am nächsten Tag lag mit rund 63 € pro MWh im März trotz eines leichten Verbrauchsanstiegs unwesentlich niedriger als im Januar.

Der Handel der CO₂-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS verlief in einem schmalen Preiskorridor um 13 € je Tonne. Weder das geringe Wirtschaftswachstum noch die Zuteilung zusätzlicher Zertifikate in Großbritannien und Deutschland zeigten wesentliche Effekte. Vor allem die industriellen Marktteilnehmer hielten sich mit dem Handel überschüssiger Zertifikate bis zur Veröffentlichung der EU-Emissionswerte für 2009 Anfang April zurück.



Sowohl der Gas- als auch der Strommarkt in den USA zeigten im ersten Quartal fallende Preise, obwohl die Konjunktur anzog und Aufträge für das produzierende Gewerbe leicht stiegen und dadurch wieder das Produktivitätsniveau des ersten Quartals 2008 erreicht wurde. Auf dem US-Gasmarkt herrschte ein ausreichendes Angebot an inländisch produziertem sogenanntem unkonventionellem Gas (zum Beispiel Gas aus Schiefergestein) und an globalem verflüssigtem Erdgas (LNG). Trotz einer leicht steigenden Stromnachfrage drückten Überkapazitäten und fallende Preise für Gas auf die Strompreise.

Der russische Strommarkt war im ersten Quartal 2010 durch im Jahresvergleich niedrigere Temperaturen und einen um rund 6 Prozent höheren Stromverbrauch geprägt. Mit dem höheren Verbrauch stiegen auch die Strompreise, insbesondere in der europäischen Preiszone, an. Der Preis im ersten Quartal 2010 lag als gewichtetes Mittel in der europäischen Preiszone bei 812 Rubel pro MWh (ca. 19,70 €) und in der sibirischen Preiszone bei 482 Rubel (ca. 11,70 €).



Strombeschaffung

Im ersten Quartal 2010 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 82,4 Mrd kWh um 2 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 84,4 Mrd kWh. Der Strombezug stieg demgegenüber um 44 Prozent auf 185,5 Mrd kWh.

Die geringere Eigenerzeugung bei Central Europe ist auf die Verringerung von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission zurückzuführen.

Die Market Unit UK erzeugte mit 8,8 Mrd kWh rund 17 Prozent weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahr (10,6 Mrd kWh). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf geringere Margen zurückzuführen, die den Betrieb einiger Kraftwerke weniger wirtschaftlich machten.

Im ersten Quartal 2010 erzeugte Nordic 0,4 Mrd kWh mehr Strom in eigenen Kraftwerken. In der neuen KWK-Anlage in Malmö wurden 0,9 Mrd kWh Strom erzeugt. Die Eigenerzeugung aus Kernkraft sank um 0,5 Mrd kWh, da Oskarshamn 3

erst im März 2010 nach Abschluss umfassender Wartungs- und Modernisierungsarbeiten wieder ans Netz ging. Das Kraftwerk befindet sich im Testbetrieb. Wir erwarten, dass es bis Ende Mai wieder die volle Leistung erreicht.

Bei US-Midwest nahm die Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken durch die gestiegene Nachfrage der Privatkunden wegen der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung zu.

Im Segment Neue Märkte wurden 22,8 Mrd kWh (Vorjahr: 23,3 Mrd kWh) Strom in eigenen Kraftwerken erzeugt. Hier von entfielen

- 1,8 Mrd kWh (1,3 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 15,7 Mrd kWh (14,9 Mrd kWh) auf Russia,
- 2,9 Mrd kWh (4,2 Mrd kWh) auf Italy und
- 2,4 Mrd kWh (2,9 Mrd kWh) auf Spain.

Climate & Renewables steigerte die Eigenerzeugung um 38 Prozent. 98 Prozent der Erzeugung stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken.

Strombeschaffung ¹⁾																	
1. Quartal in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern		
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	
Eigenerzeugung	35,6	36,3	8,8	10,6	6,7	6,3	8,5	7,9	-	-	22,8	23,3	-	-	82,4	84,4	
Bezug	72,5	67,5	14,0	13,8	8,5	8,7	0,9	0,9	191,0	140,1	6,8	9,0	-108,2	-111,4	185,5	128,6	
Gemeinschaftskraftwerke	0,7	1,3	0,2	0,3	2,1	2,8	-	-	-	-	-	-	-	-	3,0	4,4	
Energy Trading/Fremde	71,8	66,2	13,8	13,5	6,4	5,9	0,9	0,9	191,0	140,1	6,8	9,0	-108,2	-111,4	182,5	124,2	
Summe	108,1	103,8	22,8	24,4	15,2	15,0	9,4	8,8	191,0	140,1	29,6	32,3	-108,2	-111,4	267,9	213,0	
Eigenverbrauch, Netzverlust etc.	-3,6	-4,0	-0,9	-1,4	-0,6	-0,6	-0,4	-0,5	-	-	-1,0	-1,0	-	-	-6,5	-7,5	
Stromabsatz	104,5	99,8	21,9	23,0	14,6	14,4	9,0	8,3	191,0	140,1	28,6	31,3	-108,2	-111,4	261,4	205,5	

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Zahlen für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.

10 Zwischenlagebericht

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung ¹⁾												
1. Quartal 2010	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Neue Märkte		E.ON-Konzern	
	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%
Kernenergie	16,0	45	-	-	3,0	45	-	-	-	-	19,0	23
Braunkohle	1,4	4	-	-	-	-	-	-	3,1	14	4,5	5
Steinkohle	11,8	33	4,1	47	-	-	8,3	98	1,5	7	25,7	32
Erdgas/Öl	4,1	12	4,7	53	1,2	18	0,1	1	15,3	67	25,4	31
Wasserkraft	1,1	3	-	-	2,1	31	0,1	1	1,1	4	4,4	5
Windkraft	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	8	1,8	2
Sonstige	1,2	3	-	-	0,4	6	-	-	-	-	1,6	2
Summe	35,6	100	8,8	100	6,7	100	8,5	100	22,8	100	82,4	100

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Zahlen für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.

Russia hat im Berichtszeitraum mit ihren eigenen Kraftwerken rund 94 Prozent des Gesamtbedarfs von 16,7 Mrd kWh gedeckt. Wenn es zur Deckung des Bedarfs ökonomisch sinnvoll war, wurde Strom bezogen.

Italy erzeugte mit 2,9 Mrd kWh 43 Prozent des Strombedarfs von 6,8 Mrd kWh in eigenen Kraftwerken. Der Vorjahreswert beinhaltet 0,8 Mrd kWh aus Kraftwerken, die Ende Juni 2009 an A2A abgegeben wurden. 3,5 Mrd kWh wurden im Markt und an der italienischen Strombörse sowie 0,4 Mrd kWh vor allem für Vertriebsaktivitäten bei E.ON Energy Trading S.p.A. eingekauft.

Die Market Unit Spain deckte 62 Prozent des gesamten Strombedarfs von 3,9 Mrd kWh mit Mengen aus eigenen Kraftwerken. Der Rückgang der Eigenerzeugung um 0,5 Mrd kWh führte zu höheren Bezugsmengen.

Gasbeschaffung

Im ersten Quartal 2010 bezog E.ON Ruhrgas rund 207,0 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Dies sind rund 26 Prozent mehr als im Vorjahreszeitraum. Wichtigste Bezugsquellen waren Russland mit einem Anteil von 28 Prozent, Norwegen mit 25 Prozent, Deutschland mit 23 Prozent und die Niederlande mit 21 Prozent.

Die Gasproduktion von Pan-European Gas aus den Nordseefeldern nahm im ersten Quartal 2010 mit 351 Mio m³ um rund 8 Prozent gegenüber dem Vorjahr ab. Die Produktion von Öl und Kondensaten lag mit 1,2 Mio Barrel ebenfalls unter dem Vorjahresniveau. Der Grund war im Wesentlichen der natürliche Produktionsrückgang in den reiferen Feldern, der durch die sehr gute Förderleistung des neu in Produktion gegangenen Feldes Rita nicht vollständig ausgeglichen werden konnte. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen stehen Pan-European Gas 1.707 Mio m³ Erdgas aus dem Ende 2009 akquirierten und at equity einbezogenen Feld Yushno Russkoje zu. Damit nahmen die Gasfördermengen aus eigener Produktion über 400 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu.

Upstream-Produktion			
1. Quartal	2010	2009	+/- %
Liquids/Öl (in Mio Barrel)	1,2	1,5	-20
Gas (in Mio Standard-m ³)	351,3	381,9	-8
Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)	3,4	4,0	-15

Handelsvolumen

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

Handelsvolumen		
1. Quartal	2010	2009
Strom (Mrd kWh)	360	318
Gas (Mrd kWh)	292	347
CO ₂ -Zertifikate (Mio t)	190	100
Öl (Mio t)	23	18
Kohle (Mio t)	77	36

Stromabsatz

Im Berichtszeitraum 2010 stieg der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern von 205,5 Mrd kWh im Vorjahr um 27 Prozent auf 261,4 Mrd kWh.

Der Anstieg des Stromabsatzes von Central Europe resultierte im Wesentlichen aus erhaltenen Bezugsrechten ausländischer Kernkraftwerke, die im Rahmen der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission getauscht wurden und an E.ON Energy Trading vermarktet wurden.

Bei UK stieg der Stromabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden um 1 Prozent. Der temperaturbedingte Umsatzanstieg wurde durch die gesunkene Kundenzahl und Energiesparmaßnahmen fast vollständig kompensiert. Der Absatz von Strom an Industrie- und Geschäftskunden erhöhte sich, insbesondere aufgrund der Erhöhung der Kundenzahl in diesem Bereich, deutlich.

Nordic konnte den Stromabsatz insbesondere wegen der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung um 0,2 Mrd kWh steigern. Der Absatz an Endkunden erhöhte sich um 1,1 Mrd kWh. Dagegen wurde weniger Strom an Industrie- und Geschäftskunden, Vertriebspartner (einschließlich Minderheitsanteilen an Kernkraftwerken) und Energy Trading geliefert.

Der Stromabsatz von US-Midwest ist wegen der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung und der verbesserten wirtschaftlichen Bedingungen gestiegen.

Stromabsatz ¹⁾																	
1. Quartal in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern		
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	
Privat- und kleinere Geschäftskunden	13,6	13,8	8,3	8,2	2,8	1,7	4,2	3,3	-	-	1,8	0,7	-	-	30,7	27,7	
Industrie- und Geschäftskunden	19,2	18,9	4,7	4,0	3,2	3,7	3,2	3,5	-	-	3,1	2,5	-	-	33,4	32,6	
Vertriebspartner	39,2	34,5	-	-	1,4	1,7	1,3	1,2	-	-	0,7	1,8	-	-	42,6	39,2	
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	32,5	32,6	8,9	10,8	7,2	7,3	0,3	0,3	191,0	140,1	23,0	26,3	-108,2	-111,4	154,7	106,0	
Summe	104,5	99,8	21,9	23,0	14,6	14,4	9,0	8,3	191,0	140,1	28,6	31,3	-108,2	-111,4	261,4	205,5	

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Zahlen für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.

Im Segment Neue Märkte wurden 28,6 Mrd kWh (Vorjahr: 31,3 Mrd kWh) Strom abgesetzt. Hiervon entfielen

- 2,2 Mrd kWh (1,6 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 16,2 Mrd kWh (15,4 Mrd kWh) auf Russia,
- 6,7 Mrd kWh (10,8 Mrd kWh) auf Italy und
- 3,5 Mrd kWh (3,5 Mrd kWh) auf Spain.

Die Market Unit Climate & Renewables verkaufte Strom ausschließlich in unregulierten Märkten und steigerte den Stromabsatz im Wesentlichen durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 38 Prozent. Die anteilig zurechenbare Kraftwerksleistung betrug Ende März 2010 2.968 MW im Vergleich zu 2.265 MW am Ende des Vorjahresquartals.

Im ersten Quartal 2010 setzte Russia vor allem wegen der niedrigen Temperaturen mit 16,2 Mrd kWh 5 Prozent mehr Strom am Großhandelsmarkt ab.

Der Stromabsatz von Italy ging vor allem durch die Abgabe von Kraftwerken an A2A zurück. Er verteilte sich auf Privatkunden (1,1 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (2,1 Mrd kWh), Vertriebspartner (0,5 Mrd kWh), den Großhandelsmarkt (2,7 Mrd kWh) und E.ON Energy Trading S.p.A. (0,3 Mrd kWh).

Bei der Market Unit Spain war der Stromabsatz gegenüber dem Vorjahr unverändert. Dabei wurde an Privat- und kleinere Geschäftskunden mehr Strom, aber weniger am Großhandelsmarkt verkauft.

Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz lag im Berichtszeitraum um 116,4 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau.

Gasabsatz ¹⁾			
1. Quartal in Mrd kWh	2010	2009	+/- %
Ferngasgesellschaften/ Ortsgasunternehmen	141,8	132,4	+7
Industrie	27,5	19,0	+45
Ausland	51,8	40,3	+29
Absatz E.ON Ruhrgas AG	221,1	191,7	+15
Absatz übrige Beteiligungen	45,8	58,8	-22
Pan-European Gas- interner Absatz	-21,8	-15,8	-
Absatz Pan-European Gas	245,1	234,7	+4
<i>davon E.ON-interner Absatz</i>	<i>-71,1</i>	<i>-53,5</i>	<i>-</i>
Übrige Market Units	297,5	173,9	+71
E.ON-Konzern	471,5	355,1	+33

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Werte für die Quartale I-III/2009 wurden dementsprechend angepasst.

Die Zunahme des Gasabsatzes bei Central Europe beruhte im Wesentlichen auf der Erstkonsolidierung von Gesellschaften in der Tschechischen Republik zum 1. Januar 2010.

Der Absatz von Pan-European Gas stieg im Vorjahresvergleich um 10 Mrd kWh oder rund 4 Prozent. Die E.ON Ruhrgas AG setzte im ersten Quartal rund 29 Mrd kWh mehr Gas ab als im Vorjahreszeitraum. Das Mengenwachstum hatte im Wesentlichen folgende Gründe: Im Segment der Ferngasgesellschaften und Ortsgasunternehmen wirkte sich die einsetzende konjunkturelle Erholung positiv auf die Gasnachfrage der

12 Zwischenlagebericht

Industrie aus, die E.ON Ruhrgas indirekt über diese Weiterverteiler beliefert. Darüber hinaus sorgten die positiven Absatzeffekte aus der kalten Witterung dafür, dass dieses Segment rund 30 Prozent zur Absatzsteigerung der E.ON Ruhrgas AG beitrug. Im Segment der direkt belieferten Industrie führte die Konjunkturbelebung ebenfalls zu Absatzsteigerungen. Dieses Segment trug auch 30 Prozent zum Absatzzuwachs bei, der erhöhte Auslandsabsatz rund 40 Prozent. Im ersten Quartal konnten zusätzliche Mengen an Kunden in Schweden, in Österreich und in der Schweiz geliefert werden. Darüber hinaus wurde der Kurzfristhandel mit der Market Unit Energy Trading ausgeweitet. Insgesamt entfielen rund 64 Prozent des Absatzes auf Ferngasgesellschaften und Ortsgasunternehmen, 12 Prozent auf direkte Industriekunden und 24 Prozent auf das Ausland. Der Rückgang des Absatzes der übrigen Beteiligungen resultierte in erster Linie aus einem wettbewerbsbedingt geringeren Gasabsatz von E.ON Földgáz Trade in Ungarn sowie aus dem Wegfall des Absatzes der im vierten Quartal 2009 verkauften Thüga-Gruppe.

Der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm bei UK um 9 Prozent zu. Ursache hierfür war vor allem die sehr kühle Witterung im Januar und Februar. Zusätzlich wirkte sich die gestiegene Kundenzahl positiv aus, die durch anhaltende Energiesparmaßnahmen kompensiert wurde. Der Gasabsatz an Industrie- und Geschäftskunden ging durch Änderungen innerhalb des Kundenbestands deutlich zurück. Die kühlere Witterung wirkte sich positiv aus.

Der Gasabsatz von Nordic lag infolge des gesunkenen Absatzes an Industrie- und Geschäftskunden und an den Großhandelsmarkt um 7 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Wärmeabsatz stieg im Wesentlichen witterungsbedingt um 19 Prozent auf 3,7 Mrd kWh (Vorjahr: 3,1 Mrd kWh).

Bei US-Midwest nahm der Gasabsatz durch die im Vergleich zum Vorjahr kühlere Witterung zu.

Gasabsatz (ohne Pan-European Gas) ¹⁾																
1. Quartal in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		Summe	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Privat- und kleinere Geschäftskunden	31,6	28,5	24,6	22,6	0,1	-	3,4	2,9	-	-	5,0	6,9	-	-	64,7	60,9
Industrie- und Geschäftskunden	24,1	22,9	5,6	6,6	1,2	1,3	1,7	1,6	-	-	0,9	4,0	-	-	33,5	36,4
Vertriebspartner	10,1	10,3	-	-	-	-	1,1	1,0	-	-	0,5	1,3	-	-	11,7	12,6
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	1,1	0,8	-	-	0,1	0,2	-	-	258,3	196,8	0,8	-	-108,9	-133,8	187,6	64,0
Summe	66,9	62,5	30,2	29,2	1,4	1,5	6,2	5,5	258,3	196,8	7,2	12,2	-108,9	-133,8	297,5	173,9

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Werte für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.

Im Segment Neue Märkte setzte Italy 7,2 Mrd kWh (Vorjahr: 12,2 Mrd kWh) Gas ab. Der Absatz verteilte sich auf Privatkunden (5,0 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (0,9 Mrd kWh), Vertriebspartner (0,5 Mrd kWh) und den Großhandelsmarkt (0,8 Mrd kWh). Der Absatzrückgang ist vor allem auf die niedrigere Nachfrage im Industriekundensegment zurückzuführen.

Ertragslage

Umsatzentwicklung

Im ersten Quartal 2010 lag der Umsatz auf dem Vorjahresniveau. Bei nahezu allen Market Units sanken die Umsätze, insgesamt stieg dabei aber der Anteil der Außenumsätze. Darüber hinaus wirkten sich Währungsumrechnungseffekte und höhere Preise bei Nordic positiv aus.

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	11.943	12.279	-3
Pan-European Gas	6.269	8.560	-27
UK	3.128	3.214	-3
Nordic	1.336	1.015	+32
US-Midwest	543	586	-7
Energy Trading	12.900	15.556	-17
Neue Märkte	1.671	2.166	-23
Corporate Center	-11.563	-17.441	-
Summe	26.227	25.935	+1

Central Europe

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

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Zentraleuropa West	10.911	11.646	-6
<i>Reguliert</i>	3.234	3.174	+2
<i>Unreguliert</i>	7.677	8.472	-9
Zentraleuropa Ost	1.802	1.696	+6
Sonstiges/Konsolidierung	-770	-1.063	+28
Central Europe	11.943	12.279	-3

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert lagen die Umsatzerlöse um 0,1 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf regulierungsbedingt höhere Netzentgelte zurückzuführen. Dadurch konnten geringere Umsätze aufgrund der Abgabe des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 mehr als ausgeglichen werden.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert reduzierte sich der Umsatz um 0,8 Mrd €. Dieser Rückgang resultierte vor allem aus gesenkten Gaspreisen. Aus der Abgabe von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission reduzierten sich die Umsatzerlöse. Dieser Effekt wird durch die zusätzliche Vermarktung von Strommengen aus den erhaltenen Bezugsrechten ausländischer Kernkraftwerke und die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke kompensiert.

Die Umsatzerlöse des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost erhöhten sich um 0,1 Mrd € auf 1,8 Mrd €. Die positive Entwicklung ist im Wesentlichen auf die erstmalige Einbeziehung von Gasgesellschaften in der Tschechischen Republik zurückzuführen.

Im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung sind die Umsätze vor allem infolge geringerer interner Konsolidierungen um 0,3 Mrd € gestiegen.

Pan-European Gas

Der Umsatz der Market Unit Pan-European Gas sank um 27 Prozent auf 6,3 Mrd € (Vorjahr: 8,6 Mrd €).

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	1.294	1.909	-32
Unreguliertes Geschäft	5.649	7.113	-21
Sonstiges/Konsolidierung	-674	-462	-46
Pan-European Gas	6.269	8.560	-27

14 Zwischenlagebericht

Gegenüber dem Vorjahr reduzierten sich die Umsatzerlöse im regulierten Geschäft um 615 Mio € beziehungsweise 32 Prozent. Insbesondere wirkten sich Mengen- und Preiseffekte negativ auf die Umsätze von E.ON Földgáz Trade aus. Dagegen entwickelte sich das Transportgeschäft durch gestiegene Umsätze für Regel- und Ausgleichsenergie positiv. Geringere Transportumsätze infolge kostenbasierter Entgelte kompensierten den Zuwachs aber teilweise.

Der Umsatz im Bereich des unregulierten Geschäfts lag im ersten Quartal 2010 um 1.464 Mio € oder 21 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Trotz des gestiegenen Gasabsatzes unterschritten die Umsatzerlöse des Gashandelsgeschäfts aufgrund gesunkener Preise den Vorjahreswert erheblich. Die Umsätze im Upstream-Geschäft verzeichneten einen deutlichen Anstieg. Diese Entwicklung ist auf die Einbeziehung des Gasfeldes Yushno Russkoje zurückzuführen. In Norwegen und England gingen die Umsätze jedoch mengenbedingt zurück.

UK

Der Umsatz der Market Unit UK nahm um 86 Mio € ab. In der Landeswährung Pfund sank der Umsatz um 5 Prozent.

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	197	184	+7
Unreguliertes Geschäft	2.972	3.070	-3
Sonstiges/Konsolidierung	-41	-40	-
UK	3.128	3.214	-3
in Mio £			
Reguliertes Geschäft	175	168	+4
Unreguliertes Geschäft	2.638	2.790	-5
Sonstiges/Konsolidierung	-36	-37	-
UK	2.777	2.921	-5

Im regulierten Geschäft erhöhte sich der Umsatz wegen der gestiegenen Absatzmengen, höherer Preise und positiver Währungsumrechnungseffekte (+5 Mio €) um 13 Mio € auf 197 Mio €.

Im unregulierten Geschäft ging der Umsatz um 98 Mio € auf 2.972 Mio € zurück (Währungsumrechnungseffekte: +68 Mio €). Gründe waren gesunkene Preise im Endkundengeschäft, die teilweise durch den Umsatzanstieg infolge der kühlen Witterung kompensiert werden konnten, sowie geringere Umsätze im Erzeugungsgeschäft.

Nordic

Der Umsatz der Market Unit Nordic stieg im Vergleich zum Vorjahr um 321 Mio € beziehungsweise 32 Prozent. In lokaler Währung erhöhte sich der Umsatz um 20 Prozent.

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	269	198	+36
Unreguliertes Geschäft	1.048	799	+31
Sonstiges/Konsolidierung	19	18	+6
Nordic	1.336	1.015	+32
in Mio SEK			
Reguliertes Geschäft	2.672	2.161	+24
Unreguliertes Geschäft	10.420	8.747	+19
Sonstiges/Konsolidierung	201	195	+3
Nordic	13.293	11.103	+20

Der Umsatz im regulierten Geschäft nahm um 71 Mio € auf 269 Mio € zu. Gründe hierfür waren vor allem gestiegene Absatzmengen, Tarifierhöhungen sowie positive Währungsumrechnungseffekte.

Im unregulierten Geschäft erhöhte sich der Umsatz, insbesondere wegen gestiegener Preise im Endkundengeschäft und positiver Währungsumrechnungseffekte, um 249 Mio €. Dagegen wirkten sich geringere Absatzmengen aus Kernkraft negativ aus. Dies war vor allem auf den Stillstand des Kraftwerks Oskarshamn 3 zu Jahresbeginn zurückzuführen.

US-Midwest

Im Berichtszeitraum lag der Umsatz der Market Unit US-Midwest in lokaler Währung nahezu auf Vorjahresniveau. Der Umsatzrückgang in der Berichtswährung Euro ist auf negative Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen.

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	543	576	-6
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	-	10	-
US-Midwest	543	586	-7
in Mio US-\$			
Reguliertes Geschäft	750	751	-
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	-	13	-
US-Midwest	750	764	-2

Energy Trading

Der Umsatz der Market Unit Energy Trading betrug im ersten Quartal 2010 rund 13 Mrd €. Die Umsatzerlöse des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf niedrigere Preise beim Kurzfristhandel im Rahmen des Endkundengeschäfts zurückzuführen.

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Eigenhandel	17	74	-77
Optimierung	12.883	15.482	-17
Energy Trading	12.900	15.556	-17

Neue Märkte

Der Umsatz im Segment Neue Märkte ging um 23 Prozent auf 1.671 Mio € zurück.

Umsatz			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Climate & Renewables	144	111	+30
Russia	343	244	+41
in Mio Rubel	14.103	10.826	+30
Italy	869	1.478	-41
Spain	315	333	-5
Neue Märkte	1.671	2.166	-23

Climate & Renewables konnte den Umsatz um 30 Prozent steigern. Wesentliche Gründe waren der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten – insbesondere in den USA – und die im Berichtszeitraum vollständig in Betrieb befindlichen Anlagen in Italien. Dagegen führten niedrigere Preise insbesondere in Europa zu einer Umsatzminderung.

Gründe für das Umsatzwachstum um 41 Prozent bei der Market Unit Russia waren die gestiegenen Strompreise, die weitere Liberalisierung des Strommarktes und die niedrigen Temperaturen im ersten Quartal 2010. Die Aufwertung des Rubels wirkte sich ebenfalls positiv aus.

Der Umsatzrückgang bei der Market Unit Italy resultierte insbesondere aus geringeren Absatzmengen und niedrigeren Marktpreisen. Darüber hinaus enthielt das erste Quartal 2009 einen Beitrag von 52 Mio € aus Erzeugungskapazitäten, die Ende Juni an A2A verkauft wurden.

Bei der Market Unit Spain ging der Umsatz aufgrund eines niedrigeren Preisniveaus um 5 Prozent zurück.

Corporate Center

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

Entwicklung weiterer wesentlicher Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen nahmen um 28 Prozent beziehungsweise 21 Mio € auf 97 Mio € (Vorjahr: 76 Mio €) zu.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 22 Prozent auf 5.245 Mio € (Vorjahr: 6.751 Mio €) gesunken. Gründe waren insbesondere geringere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 1.798 Mio € (3.802 Mio €) und aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 2.395 Mio € (2.609 Mio €). Im Vorjahr ergaben sich wesentliche Auswirkungen bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten. Diese betreffen im Wesentlichen die Kohle-, Öl- und Gaspositionen. Kompensierende Effekte fielen dagegen in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen an. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen – vor allem durch die Abgabe von Stromkapazitäten und die Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (transpower) im Rahmen unserer Verpflichtungszusage an die EU-Kommission – betragen 733 Mio € (105 Mio €). In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen, Miet- und Pächterträge, Schrott- und Materialverkäufe sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Rückgang um 96 Mio € auf 19.961 Mio € (Vorjahr: 20.057 Mio €). Ursachen hierfür waren vor allem niedrigere Gasbezugskosten als im Vorjahr.

Der Personalaufwand erhöhte sich um 84 Mio € auf 1.354 Mio € im ersten Quartal 2010.

Die Abschreibungen lagen mit 1.818 Mio € über dem Vorjahreswert von 875 Mio €. Gründe hierfür waren hauptsächlich die außerplanmäßigen Wertberichtigungen auf den Goodwill der Market Unit US-Midwest im Rahmen des Verkaufs unseres US-Strom- und -Gasgeschäfts.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich um 32 Prozent beziehungsweise 2.080 Mio € auf 4.489 Mio € (Vorjahr: 6.569 Mio €). Dies ist im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 1.428 Mio € (3.760 Mio €) zurückzuführen. Die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten erhöhten sich dagegen auf 2.097 Mio € (1.501 Mio €).

16 Zwischenlagebericht

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen lag bei 181 Mio €, verglichen mit 270 Mio € im ersten Quartal 2009. Dies ist vor allem auf das entfallene Ergebnis der Thüga-Beteiligungen im ersten Quartal 2010 zurückzuführen. Die Thüga-Gruppe wurde im vierten Quartal 2009 verkauft.

Entwicklung des Adjusted EBIT

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen sowie weitere nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (siehe auch Erläuterungen in Textziffer 13 des Anhangs).

Im ersten Quartal 2010 konnten wir das Adjusted EBIT um 609 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert steigern. Die wesentlichen Gründe waren

- verbesserte Margen im Endkundengeschäft, die niedrigen Temperaturen und operative Verbesserungen bei UK,
- höhere Margen bei Energy Trading und
- gesteigerte Erzeugungskapazitäten bei Climate & Renewables sowie verbesserte Margen bei Russia und Spain.

Adjusted EBIT			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	1.638	1.651	-1
Pan-European Gas	713	824	-13
UK	433	75	+477
Nordic	234	223	+5
US-Midwest	129	133	-3
Energy Trading	348	107	+225
Neue Märkte	246	159	+55
Corporate Center	-32	-72	-
Summe	3.709	3.100	+20

Central Europe

Das Adjusted EBIT der Market Unit Central Europe lag um 13 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Central Europe				
1. Quartal in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Zentraleuropa West	1.710	1.774	1.429	1.494
Reguliert	649	563	492	406
Unreguliert	1.061	1.211	937	1.088
Zentraleuropa Ost	312	204	239	141
Sonstiges/Konsolidierung	8	43	-30	16
Summe	2.030	2.021	1.638	1.651

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert belastete die Abgabe des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 das Ergebnis. Insbesondere durch regulierungsbedingt höhere Entgelte sowohl im Strom- als auch Gasnetz wurde dies mehr als kompensiert. Das Adjusted EBIT stieg um 86 Mio € über den Vorjahreswert von 406 Mio €.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert nahm das Ergebnis um 151 Mio € gegenüber dem Vorjahr ab. Belastungen durch entfallene Ergebnisbeiträge aus dem Abgang von Stromkapazitäten sowie eine rückläufige Marge im Gasgeschäft konnten im Wesentlichen durch Effizienzsteigerungen und die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke nicht ausgeglichen werden.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost lag um 98 Mio € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg resultierte aus einem positiven energiewirtschaftlichen Ergebnis, vor allem in Ungarn, der Erstkonsolidierung von Gasgesellschaften in der Tschechischen Republik, niedrigeren konjunkturbedingten Belastungen sowie positiven Wechselkurseffekten.

Pan-European Gas

Das Adjusted EBIT von Pan-European Gas lag mit 713 Mio € um 111 Mio € beziehungsweise 13 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Pan-European Gas				
1. Quartal in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	228	295	193	257
Unreguliertes Geschäft	615	542	522	488
Sonstiges/Konsolidierung	-2	89	-2	79
Summe	841	926	713	824

Im regulierten Geschäft sank das Adjusted EBIT um 64 Mio € beziehungsweise 25 Prozent auf 193 Mio €. Dies resultierte in erster Linie aus der rückläufigen Ergebnisentwicklung bei E.ON Ruhrgas International, vor allem durch ein verringertes Beteiligungsergebnis aus assoziierten Unternehmen. Leicht kompensierend wirkte sich das verbesserte Ergebnis von E.ON Földgáz Trade aus. Im Vorjahr konnte die Zunahme der Bezugskosten durch gestiegene Ölpreise und die Schwäche des ungarischen Forints nicht vollständig an den Absatzmarkt weitergegeben werden. Ferner führten regulierungsbedingte Ausgleichszahlungen in 2010 für vorangegangene Verluste zu positiven Ergebniseffekten. Das Ergebnis des Transportgeschäfts verzeichnete einen Rückgang im Vergleich zum Vorjahr. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf den Ansatz kostenbasierter Entgelte seit dem 1. Oktober 2009 zurückzuführen.

Das Adjusted EBIT des unregulierten Geschäfts verbesserte sich um 7 Prozent beziehungsweise 34 Mio €. Das Gashandelsgeschäft der E.ON Ruhrgas AG lag auf dem Niveau des Vorjahres. Dies ist im Wesentlichen auf den Anstieg des Gasabsatzes zurückzuführen. Gegenläufig wirkten der wettbewerbsbedingte Druck auf die Verkaufspreise und die Ergebnisse der Speicherbeschäftigung. Im Laufe des aktuellen Jahres wurde weniger Gas den Speichern entnommen als im Vorjahreszeitraum, das zudem im Vergleich zu den Einkaufspreisen ungünstiger bewertet war als im Vorjahr. Das Upstream-Geschäft verzeichnete eine leicht positive Entwicklung, die im Wesentlichen auf die Einbeziehung des Gasfelds Yushno Russkoje zurückzuführen war. Der insbesondere mengenbedingte Rückgang des Ergebnisses in England und Norwegen wirkte sich negativ aus.

Im Bereich Sonstiges/Konsolidierung verringerte sich das Adjusted EBIT um 81 Mio €. Dies ist vor allem auf den entfallenen Ergebnisbeitrag der Thüga-Gruppe zurückzuführen, die Ende 2009 veräußert wurde.

UK

Das Adjusted EBIT von UK nahm um 358 Mio € zu.

UK				
1. Quartal in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	153	138	123	108
Unreguliertes Geschäft	410	53	330	-28
Sonstiges/Konsolidierung	-18	-3	-20	-5
Summe	545	188	433	75
in Mio £				
Reguliertes Geschäft	136	126	109	98
Unreguliertes Geschäft	364	48	293	-25
Sonstiges/Konsolidierung	-17	-3	-18	-4
Summe	483	171	384	69

Das Ergebnis im regulierten Geschäft stieg wegen höherer Absatzmengen und Preise um 15 Mio €.

Für den Ergebnisanstieg von 358 Mio € im unregulierten Geschäft waren vor allem die deutlich verbesserten Margen im Endkundengeschäft im Vergleich zu den ungewöhnlich niedrigen Margen im ersten Quartal 2009 (dieser positive Effekt wird sich erwartungsgemäß im Jahresverlauf nicht so fortsetzen), die niedrigen Temperaturen und operative Verbesserungen verantwortlich.

Nordic

Bei der Market Unit Nordic stieg das Adjusted EBIT in der Berichtswährung um 11 Mio € beziehungsweise 5 Prozent. In lokaler Währung sank das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr um 4 Prozent.

Nordic				
1. Quartal in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	126	93	95	67
Unreguliertes Geschäft	190	199	137	161
Sonstiges/Konsolidierung	10	2	2	-5
Summe	326	294	234	223
in Mio SEK				
Reguliertes Geschäft	1.256	1.021	948	728
Unreguliertes Geschäft	1.892	2.174	1.365	1.762
Sonstiges/Konsolidierung	93	23	17	-55
Summe	3.241	3.218	2.330	2.435

Im regulierten Geschäft nahm das Adjusted EBIT um 28 Mio € beziehungsweise 42 Prozent zu. Ursache hierfür waren vor allem witterungsbedingt gestiegene Absatzmengen und höhere Tarife. Die Tarife in der Stromverteilung wurden zum 1. Januar angepasst, um die gestiegenen Kosten anderer Netzbetreiber (insbesondere von Svenska Kraftnät) sowie die hohen Investitionen in die Versorgungssicherheit zu decken. Zusätzlich wirkten sich positive Währungsumrechnungseffekte aus.

Das Adjusted EBIT im unregulierten Geschäft sank im Vergleich zum Vorjahreszeitraum aufgrund geringerer Absatzmengen aus Kernkraft um 24 Mio € beziehungsweise 15 Prozent. Dagegen wirkten höhere Durchschnittspreise für Absatzmengen aus Wasserkraft, eine gestiegene Wärmeproduktion und der Einsatz von Reservekraftwerken während der kühlen Witterung teilweise kompensierend. In lokaler Währung ging das Adjusted EBIT um 397 Mio SEK beziehungsweise 23 Prozent zurück.

18 Zwischenlagebericht

US-Midwest

Das Adjusted EBIT der Market Unit US-Midwest lag um 4 Mio € beziehungsweise 3 Prozent unter dem Vorjahreswert. Gründe hierfür waren negative Währungsumrechnungseffekte. In lokaler Währung nahm das Adjusted EBIT aufgrund regulierungsbedingt höherer Margen im Strom- und Gasgeschäft und der kühleren Witterung leicht zu.

US-Midwest				
1. Quartal in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	174	179	132	136
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	-3	-2	-3	-3
Summe	171	177	129	133
in Mio US-\$				
Reguliertes Geschäft	241	233	183	177
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	-5	-3	-5	-4
Summe	236	230	178	173

Energy Trading

Das Adjusted EBIT der Market Unit Energy Trading lag bei insgesamt 348 Mio €. Auf den Optimierungsbereich, der im Wesentlichen der Risikobegrenzung und der Optimierung von Erzeugung und Produktion im E.ON-Konzern dient, entfielen aufgrund höherer Margen 350 Mio €. Der Eigenhandel wies dagegen einen Verlust von 2 Mio € aus. Dessen Ergebnis wurde von einer volatilen und schwierigen Entwicklung des Marktes negativ beeinflusst.

Energy Trading				
1. Quartal in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Eigenhandel	-2	54	-2	53
Optimierung	352	55	350	54
Summe	350	109	348	107

Neue Märkte

Das Adjusted EBIT im Segment Neue Märkte stieg um 55 Prozent auf 246 Mio €.

Neue Märkte				
1. Quartal in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Climate & Renewables	110	58	64	22
Russia	99	55	74	29
in Mio Rubel	4.089	2.444	3.022	1.291
Italy	113	136	52	72
Spain	85	60	56	36
Summe	407	309	246	159

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

Bei Russia stieg das Adjusted EBIT im Berichtszeitraum im Wesentlichen durch eine verbesserte Strommarge um 45 Mio € auf 74 Mio €.

Das Adjusted EBIT von Italy nahm um 28 Prozent auf 52 Mio € ab. Ursache ist vor allem die Abgabe von Kraftwerkskapazitäten an A2A Ende Juni 2009.

Das Adjusted EBIT der Market Unit Spain von insgesamt 56 Mio € entfällt mit 39 Mio € auf den Erzeugungsbereich und mit 17 Mio € auf das Vertriebsgeschäft. In beiden Geschäftsbereichen waren verbesserte Margen die wesentlichen Einflussfaktoren.

Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen mit 2,3 Mrd € beziehungsweise 1,20 € jeweils 7 Prozent unter den Vorjahreswerten von 2,5 Mrd € und 1,29 €.

Konzernüberschuss			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Adjusted EBIT	3.709	3.100	+20
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-555	-606	-
Netto-Buchgewinne	666	-10	-
Restrukturierung/ Kostenmanagement	-127	-86	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-76	1.108	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.617	3.506	+3
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.171	-883	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.446	2.623	-7
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1	-26	-
Konzernüberschuss	2.445	2.597	-6
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	2.278	2.457	-7
Minderheitsanteile	167	140	+19

Das wirtschaftliche Zinsergebnis verbesserte sich gegenüber dem Vorjahresquartal um 51 Mio €. Wesentliche Gründe sind die positive Entwicklung der Netto-Finanzposition und höhere Bauzeitinsen, die mit den Investitionen aktiviert werden.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-528	-625
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	-27	19
Summe	-555	-606

Im ersten Quartal 2010 lagen die Netto-Buchgewinne um 676 Mio € über dem Vorjahresniveau. Dies ist vor allem auf die Abgabe von Stromkapazitäten und die Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (transpower) im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission zurückzuführen.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahr um 41 Mio € gestiegen. Die Aufwendungen entfielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen auf Strukturmaßnahmen bei deutschen Regionalversorgern und auf Kosten in Verbindung mit der fortgeführten Umsetzung der im Jahr 2008 beschlossenen Konzernorganisationsstruktur. Im ersten Quartal 2010 fielen darüber hinaus höhere Kosten als im Vorjahresquartal im Rahmen unseres Projekts PerformtoWin an.

Das sonstige nicht operative Ergebnis war durch die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten geprägt, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. März 2010 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von rund 0,8 Mrd € gegenüber etwa 1,5 Mrd € im Vorjahr. Darüber hinaus musste im Rahmen der Veräußerung des US-Strom- und -Gasgeschäfts eine Wertberichtigung auf den in der Market Unit US-Midwest bilanzierten Goodwill in Höhe von etwa 0,9 Mrd € vorgenommen werden. Im ersten Quartal 2009 wirkten sich Wertberichtigungen auf Wertpapiere und Finanzanlagen sowie Kosten im Zusammenhang mit einem Sturm in Kentucky zu Beginn des Jahres 2009 ergebnismindernd aus.

Der im Vergleich zum ersten Quartal 2009 um 288 Mio € höhere Steueraufwand beruht im Wesentlichen darauf, dass die Wertberichtigung auf den Goodwill der Market Unit US-Midwest zu keiner Steuerentlastung führt und die steuerfreien Ergebnisse sinken. Die Steuerquote ist dadurch von 25 Prozent im Vorjahresquartal auf 32 Prozent angestiegen.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält das Ergebnis der 2009 abgegebenen Gesellschaft Western Kentucky Energy (WKE), das gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen wird (siehe Erläuterungen in Textziffer 5 des Anhangs).

Bereinigter Konzernüberschuss

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

Bereinigter Konzernüberschuss			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	2.278	2.457	-7
Netto-Buchgewinne	-666	10	-
Aufwendungen für Restruktu- rierung/Kostenmanagement	127	86	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	76	-1.108	-
Steuern und Minderheitsanteile auf das neutrale Ergebnis	279	339	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-9	-9	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	26	-
Summe	2.086	1.801	+16

20 Zwischenlagebericht

Finanzlage

Entwicklung der ausgabewirksamen und ökonomischen Investitionen

Im ersten Quartal 2010 haben sich die ausgabewirksamen Investitionen auf 1,8 Mrd € verringert. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 1,7 Mrd € (Vorjahr: 1,8 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 40 Mio € gegenüber 68 Mio € im Vorjahr.

Ausgabewirksame Investitionen			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	731	553	+32
Pan-European Gas	190	309	-39
UK	196	174	+13
Nordic	138	175	-21
US-Midwest	77	139	-45
Energy Trading	2	1	+100
Neue Märkte	412	505	-18
Corporate Center	9	40	-78
Summe	1.755	1.896	-7

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

Ökonomische Investitionen		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Ausgabewirksame Investitionen	1.755	1.896
Übernommene Schulden	-	-
Tausch von Vermögenswerten	147	-
Summe	1.902	1.896

Im ersten Quartal 2010 investierte die Market Unit Central Europe 178 Mio € mehr als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 711 Mio € um 204 Mio € über dem Vorjahreswert. Auf die Stromerzeugung entfielen Auszahlungen von 532 Mio €. Die Steigerung von 184 Mio € gegenüber dem Vorjahr resultierte vor allem aus höheren Auszahlungen für die Kraftwerksprojekte Malzenice und Gönyü. Im Bereich Netz übertrafen die Investitionen mit 127 Mio € leicht das Vorjahresniveau. Die Beteiligungsinvestitionen lagen mit 20 Mio € um 26 Mio € unter dem Vorjahreswert (46 Mio €).

Die Investitionen in der Market Unit Pan-European Gas betrugen 190 Mio €. Hiervon entfielen 185 Mio € (Vorjahr: 301 Mio €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Investitionen im Explorationsbereich und in die gaswirtschaftliche Infrastruktur. Die Investitionen in Beteiligungen verblieben auf Vorjahresniveau und betrugen 5 Mio € (Vorjahr: 8 Mio €).

Die Market Unit UK investierte in den ersten drei Monaten 2010 rund 196 Mio € (Vorjahr: 174 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Die Ausgaben betrafen im Wesentlichen den Kraftwerkspark, einschließlich des Baus des Gaskraftwerks Grain, und Investitionen in das Netzgeschäft.

Nordic investierte insgesamt 37 Mio € weniger als im Vorjahr. In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte wurden 136 Mio € (Vorjahr: 173 Mio €) zur Instandhaltung und zum Ausbau der Kraftwerke sowie zur Verbesserung und zum Ausbau des Verteilungsnetzes investiert. Die Beteiligungsinvestitionen lagen mit 2 Mio € auf Vorjahresniveau.

Die Market Unit US-Midwest investierte weniger als im Vorjahr, da das Rauchgasreinigungsprojekt Ghent 3 im März 2009 abgeschlossen wurde und geringere Auszahlungen im Rahmen des Rauchgasreinigungsprojekts Brown sowie des neuen Kraftwerksblocks Trimble County anfielen.

Im Segment Neue Märkte wurden rund 412 Mio € (Vorjahr: 505 Mio €) investiert. Bei Climate & Renewables lagen die Investitionen mit 105 Mio € unter dem Vorjahresniveau von 353 Mio €. Der Rückgang war durch Effekte im Zusammenhang mit hohen Auszahlungen in große Windkraftprojekte in den USA im ersten Quartal 2009 bedingt. Die Market Unit Russia investierte 156 Mio € (61 Mio €), insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms. Die Investitionen bei Italy von 21 Mio € (27 Mio €) entfielen hauptsächlich auf die Instandsetzung des Wasserkraftwerks Terni und die Wartung des Verteilnetzes. Bei Spain lagen die Investitionen bei 130 Mio € (64 Mio €) und betrafen im Wesentlichen Auszahlungen für das Gaskraftwerk Algeciras.

Cashflow und Finanzposition

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

Der operative Cashflow lag mit 3,1 Mrd € um 8 Prozent über dem Vorjahreswert von 2,9 Mrd €. Wesentliche Gründe für die Erhöhung waren zahlungswirksame Effekte im Zusammenhang mit der Steigerung des Adjusted EBITDA, sonstige positive Effekte im Working Capital, Zahlungen im Rahmen der Förderungen neuer Windparks in den USA sowie der Wegfall der Kosten infolge des Sturms in Kentucky zu Beginn des Jahres 2009. Dagegen wirkten sich vor allem Effekte aus der Speicherbeschäftigung im Gasbereich, geringere Verkäufe von CO₂-Zertifikaten und höhere Zinszahlungen im Zusammenhang mit der Finanzierung unseres Investitionsprogramms negativ auf den operativen Cashflow aus.

Operativer Cashflow			
1. Quartal in Mio €	2010	2009	+/-
Operativer Cashflow¹⁾	3.122	2.886	+236
Instandhaltungsinvestitionen	176	269	-93
Wachstums- und Ersatzinvestitionen, Akquisitionen/Sonstiges	1.579	1.627	-48
Cashwirksame Effekte aus Desinvestments	1.034	31	+1.003

1) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug im ersten Quartal 2010 -950 Mio € (Vorjahr: -1.998 Mio €). Die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Netto-Auszahlungen sind im Wesentlichen auf die Veräußerungen im Kraftwerks- und Netzbereich zurückzuführen.

In den ersten drei Monaten 2010 wurde der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit in Höhe von -898 Mio € (Vorjahr: 1.892 Mio €) vor allem durch die Rückzahlung von Anleihen und die Auszahlung an Minderheitsgesellschafter geprägt. Der positive Vorjahreswert war auf die Begebung neuer Anleihen zurückzuführen.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2009 (-44.665 Mio €) sank unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 788 Mio € auf -43.877 Mio €. Der starke operative Cashflow und der Desinvestitionserlös für transpower überstiegen im ersten Quartal 2010 die hohen Sachanlageinvestitionen.

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

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		
in Mio €	31.3.2010	31.12.2009
Liquide Mittel	7.564	6.116
Langfristige Wertpapiere	3.747	3.670
Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere	11.311	9.786
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-35.661	-35.579
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-2.245	-2.198
Finanzverbindlichkeiten	-37.906	-37.777
Netto-Finanzposition	-26.595	-27.991
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen ¹⁾	-165	-6
Pensionsrückstellungen	-3.250	-2.884
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-15.210	-15.050
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.343	1.266
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-43.877	-44.665

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

Im ersten Quartal 2010 hat E.ON keine neuen Anleihen begeben.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A beziehungsweise von A2 bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-1 (Standard & Poor's) und P-1 (Moody's). Die Bonitätsbeurteilungen beider Ratingagenturen entsprechen dem von E.ON angestrebten Ratingziel. In Veröffentlichungen im Dezember 2009 von Standard & Poor's und im April 2010 von Moody's wurden das Langfrist- und Kurzfrist-Rating für E.ON von beiden Ratingagenturen mit stabilem Ausblick bestätigt.

22 Zwischenlagebericht

Vermögenslage

Im Vergleich zum Vorjahresende erhöhten sich die langfristigen Vermögenswerte zum 31. März 2010 vor allem durch Investitionen in Sachanlagen um 3 Prozent.

Die kurzfristigen Vermögenswerte nahmen um 9 Prozent zu. Gründe hierfür waren im Vergleich zum 31. Dezember 2009 insbesondere der saisonbedingte Anstieg der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und der sonstigen betrieblichen Vermögenswerte.

Mit 29 Prozent lag die Eigenkapitalquote auf dem Niveau von Ende Dezember 2009.

Die langfristigen Schulden stiegen um rund 2 Mrd € beziehungsweise 3 Prozent auf rund 73 Mrd €. Dazu trugen vor allem höhere latente Steuern und Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen bei.

Die kurzfristigen Schulden stiegen um 5 Prozent gegenüber dem Jahresende 2009. Ursachen hierfür waren im Wesentlichen der saisonbedingte Anstieg von betrieblichen Verbindlichkeiten im ersten Quartal 2010.

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

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 40 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2009: 39 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 103 Prozent (31. Dezember 2009: 102 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage befinden sich in den Textziffern 3 und 5 des Anhangs.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	31.3.2010	%	31.12.2009	%
Langfristige Vermögenswerte	116.530	73	113.028	74
Kurzfristige Vermögenswerte	43.304	27	39.568	26
Aktiva	159.834	100	152.596	100
Eigenkapital	47.064	29	43.971	29
Langfristige Schulden	73.112	46	70.772	46
Kurzfristige Schulden	39.658	25	37.853	25
Passiva	159.834	100	152.596	100

Mitarbeiter

Am 31. März 2010 waren im E.ON-Konzern weltweit 88.580 Mitarbeiter beschäftigt, nahezu unverändert im Vergleich zum Jahresende 2009. Hinzu kommen 2.075 Auszubildende sowie 333 Vorstände und Geschäftsführer.

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist seit dem Vorjahresende nahezu unverändert geblieben. Zum Ende des ersten Quartals waren insgesamt 53.370 Mitarbeiter (60 Prozent) im Ausland beschäftigt.

Mitarbeiter ¹⁾			
	31.3.2010	31.12.2009	+/- %
Central Europe	48.314	48.126	-
Pan-European Gas	3.152	3.143	-
UK	16.040	16.098	-
Nordic	5.552	5.570	-
US-Midwest	3.114	3.119	-
Energy Trading	1.082	1.075	+1
Neue Märkte	8.295	7.976	+4
Corporate Center ²⁾	3.031	3.120	-3
Summe	88.580	88.227	-

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

Die Anzahl der Mitarbeiter der einzelnen Market Units blieb im ersten Quartal 2010 weitestgehend konstant. In der Market Unit Central Europe führten Erstkonsolidierungen in der Tschechischen Republik und Ungarn zu einem Anstieg der Mitarbeiterzahl. Demgegenüber verursachte die Abgabe des Höchstspannungsnetzes einen Rückgang der Mitarbeiterzahl im Inland. Diese gegenläufigen Effekte begründen insgesamt den leichten Personalanstieg auf 48.314 Mitarbeiter. Durch die Erstkonsolidierung einer Gasgesellschaft in der Market Unit Spain erhöhte sich die Mitarbeiterzahl im Segment Neue Märkte insgesamt um 4 Prozent.

Risikolage

Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind.

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Market Units bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. In Verbindung mit der gegenwärtigen Wirtschaftskrise ergeben sich für E.ON somit Risiken aus Nachfragerückgängen im Wesentlichen bei industriellen beziehungsweise gewerblichen Kunden, die zunehmend ihre Produktion reduziert haben und unter Umständen weiter kürzen werden. Dadurch könnten möglicherweise schon eingedeckte Mengen nicht abgesetzt werden. Unser in- und ausländisches Stromgeschäft sieht sich zudem, bedingt durch neu in den Markt tretende Anbieter sowie aggressiveres Vorgehen bereits

bestehender Marktteilnehmer, einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt, der unsere Margen reduzieren könnte. E.ON Ruhrgas sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem zunehmenden Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem zunehmenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten eventuell Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Andererseits unterliegen die Verträge zwischen Produzenten und Importeuren grundsätzlich turnusmäßigen Anpassungen an aktuelle Marktgegebenheiten.

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

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

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 konzernweit bindenden Richtlinien und einem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und die Funktionstrennung von Bereichen. Darüber hinaus setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein. Diese Instrumente werden mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert, deren Bonität wir laufend überwachen. Der Eigenhandel im Commodity-Bereich findet im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien und innerhalb eng definierter Grenzen statt.

Die Steuerung der Zins- und Währungsrisiken erfolgt ebenfalls auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Aus dem operativen Geschäft beziehungsweise dem Einsatz derivativer Finanzinstrumente ergeben sich für E.ON zudem Kreditrisiken. Auf Basis des konzernweiten Kreditrisikomanagements erfolgt eine systematische Überwachung der Geschäftspartner-Bonität sowie eine regelmäßiges Monitoring des Kreditrisikos. Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungsrisiken aus kurz und langfristigen Kapitalanlagen, die durch

24 Zwischenlagebericht

ein geeignetes Assetmanagement gesteuert werden. Im Rahmen des Assetmanagements wird in einem diversifizierten Portfolio auch in Staatsanleihen investiert.

Aus der Verpflichtung zur liquiden Unterlegung von negativen Marktpreisbewertungen derivativer Finanzinstrumente können sich für E.ON Liquiditätsrisiken ergeben.

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

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

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. Möglichen Risiken in Verbindung mit Akquisitionen und Investitionen begegnen wir mit umfangreichen präventiven Maßnahmen. Diese beinhalten soweit möglich – neben den zugrunde liegenden Richtlinien und Handbüchern – unter anderem umfassende Due-Diligence-Prüfungen und die rechtliche Absicherung im Rahmen von Verträgen sowie ein mehrstufiges Genehmigungsverfahren und ein Beteiligungs- beziehungsweise Projektcontrolling. Nachgelagerte umfangreiche Integrationsprojekte tragen darüber hinaus zu einer erfolgreichen Integration bei. Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das nicht bewertbare Risiko des Nichteintretens oder der zeitlichen Verzögerung sowie das Risiko, dass E.ON einen geringeren als den erwarteten Beteiligungswert als Veräußerungserlös erhält. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Risiken ist bei derartigen Projekten nicht immer bewertbar. Das Nichteintreten oder eine signifikante zeitliche Verzögerung bei geplanten Desinvestitionen durch E.ON würde die geplante Entwicklung des Debt Factors negativ beeinflussen.

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Im Hinblick auf unsere deutschen und internationalen Aktivitäten existiert das Risiko eines Stromausfalls sowie einer Abschaltung von Kraftwerken infolge unvorhergesehener Betriebsstörungen

oder sonstiger Probleme, die unter anderem auch auf extreme Wetterverhältnisse zurückgeführt werden können. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen.

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

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

- Systematische Schulungs-, Weiterbildungs- und Qualifikationsprogramme für unsere Mitarbeiter
- Weiterentwicklung und Optimierung unserer Produktionsverfahren, -prozesse und -technologien
- Regelmäßige Wartung und Inspektion unserer Anlagen und Netze
- Richtlinien sowie Arbeits- und Verfahrensanweisungen
- Qualitätsmanagement, -kontrollen und -sicherung
- Projekt-, Umwelt- und 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. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Klagen und Verfahren wegen Preiserhöhungen (einschließlich Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen vor dem Hintergrund zunehmender Tendenzen in der Rechtsprechung im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln im Sonderkundensegment), angeblicher Marktabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens.

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

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von ca. 1.055 MW. Mit Urteil vom 3. September 2009 hat das Oberverwaltungsgericht Münster den Bebauungsplan der Stadt Datteln (Nr. 105 E.ON Kraftwerk) für unwirksam erklärt. Das Oberverwaltungsgericht rügt neben Abwägungsfehlern insbesondere, dass der Bebauungsplan verbindliche Vorgaben des Landesentwicklungsplans

und des Landesentwicklungsprogramms Nordrhein-Westfalen nicht hinreichend berücksichtigt habe. Das Bundesverwaltungsgericht Leipzig hat die Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Münster am 16. März bestätigt, sodass die Entscheidung des OVG nun rechtskräftig ist. Der Rat der Stadt Datteln hat einen Einleitungsbeschluss für ein neues Bebauungsplanverfahren im Zusammenhang mit dem Steinkohlekraftwerk in Datteln gefasst. Im Dezember 2009 hatte die Landespolitik den Vorrang heimischer Energieträger bei der Energieerzeugung in NRW aus dem Landesentwicklungsprogramm gestrichen. Kurz darauf hat das nordrhein-westfälische Landeskabinett Anfang Februar 2010 das Vorziehen des Energiekapitels aus dem neuen Landesentwicklungsplan auf den Weg gebracht. Diese Maßnahmen sollen generell mehr Planungssicherheit für Kraftwerksprojekte in Nordrhein-Westfalen – auch für das Steinkohlekraftwerk in Datteln – schaffen. Vor diesem Hintergrund kann gleichwohl nicht ausgeschlossen werden, dass die Inbetriebnahme des Kraftwerkes erst zu einem späteren als dem ursprünglich vorgesehenen Zeitpunkt erfolgen kann. Derartige Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen Neubauprojekten im Strom- und Gasbereich ergeben. Durch eine entsprechende Verfahrensbetreuung soll sichergestellt werden, solche Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

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

Die Europäische Kommission hat 2009 und 2010 ein Verfahren gegen E.ON-Konzernunternehmen betrieben, das die Kapazitätsnutzung im Gasbereich betraf. Grundlage war die von der Kommission geäußerte Vermutung, dass die E.ON Ruhrgas AG durch langfristige Buchung von Transportkapazitäten im Gastransportnetz der E.ON Gastransport GmbH Gasvertriebsmärkte für Wettbewerber abgeschottet und damit gegen das kartellrechtliche Missbrauchsverbot verstoßen haben könnte. In Verhandlungen mit der Europäischen Kommission wurde im Jahr 2009 eine grundlegende Übereinkunft getroffen, das Verfahren im Wege einer Verpflichtungszusagenentscheidung nach Artikel 9 VO 1/2003 zu beenden, in der die E.ON Ruhrgas AG zur Rückgabe eines Teils der langfristigen Kapazitätsbuchungen im Netz der E.ON Gastransport GmbH verpflichtet wird. Die E.ON AG hatte am 26. März 2010 dementsprechende, mit der Kommission ausverhandelte Verpflichtungszusagen abgegeben. Am 4. Mai 2010 hat die Europäische Kommission nun die Zusagen der E.ON AG für verbindlich erklärt und das Verfahren eingestellt.

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

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

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

In Europa entwickelten die europäischen Regulierer Vorschläge zu rechtsverbindlichen Rahmenrichtlinien zum Kapazitäts- und Engpassmanagement für Gasfernleitungsnetzbetreiber. Die Regeln betreffen die Grenzübergangspunkte zwischen Mitgliedstaaten sowie Grenzübergangspunkte zwischen verschiedenen Gasfernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Mitgliedstaates. Die Vorschläge wurden vom Markt konsultiert und könnten Risiken in Bezug auf bestehende vertragliche Lieferverträge sowie untätige Flexibilitäten haben. Parallel dazu planen in Deutschland das Bundeswirtschaftsministerium und die Bundesnetzagentur (BNetzA) Änderungen im Kapazitätsmanagement für deutsche Gasfernleitungen. Es ist davon auszugehen, dass nach den derzeitigen Konsultationen eine Novelle der Gasnetzzugangsverordnung sowie eine Festlegung der BNetzA vorgelegt werden. Diese Änderungen können Auswirkungen auf bestehende Aktivitäten im Gasbereich haben.

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

26 Zwischenlagebericht

Die BNetzA hat Ende 2009 gegen alle E.ON Energie-Regionalversorgungsunternehmen mit neuer Regionalstruktur sowie E.ON Energie ein förmliches Verfahren wegen vermeintlicher Nichteinhaltung von Entflechtungsvorgaben eingeleitet. Die Behörde plant, das Verfahren gegen die E.ON Bayern AG und die E.ON Energie AG als Musterverfahren weiterzuführen und die Verfahren gegen die anderen Regionalversorgungsunternehmen ruhen zu lassen. E.ON Energie und E.ON Bayern sowie E.ON edis als Regionalversorgungsunternehmen mit kommunaler Beteiligung haben zwischenzeitlich eine ausführliche Stellungnahme zur Einleitung des Verfahrens abgegeben.

Im Jahr 2010 erfolgt die Überführung des überregionalen Transportbereichs von E.ON Gastransport in die Anreizregulierung. Vor der Überführung wird ein Effizienzvergleich zwischen den wenigen und untereinander sehr heterogenen überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibern stattfinden. Der vorläufige individuelle Effizienzfaktor wurde den Unternehmen Ende März übermittelt. Bis Mai werden zwischen den betroffenen Gasfernleitungsnetzbetreibern und der Regulierungsbehörde Gespräche über den endgültigen Effizienzfaktor stattfinden. Der individuelle Effizienzfaktor beeinflusst die Höhe der Erlösbergrenze.

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

Die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und die Mitgliedstaaten haben im August 2009 abschließend dem dritten Binnenmarktpaket zugestimmt. Danach ist neben einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern (Strom/Gas) die Einsetzung eines Independent Transmission Operators (ITO) oder eines Independent System Operators (ISO) möglich. Das dritte Binnenmarktpaket greift in alle Wertschöpfungsstufen ein und eröffnet den nationalen und europäischen Regulierungsbehörden weitreichende neue Eingriffsmöglichkeiten. Risiken ergeben sich nicht nur durch diese Eingriffsmöglichkeiten, sondern auch durch nationale Umsetzungsgesetze, die über die Vorgaben der Strom- und Gasrichtlinie hinausgehen. Die beiden Richtlinien sind bis März 2011 in nationales Recht umzusetzen. Daher beginnen seit Frühjahr dieses Jahres die Mitgliedstaaten bereits mit dem Entwurf entsprechender nationaler Gesetze.

Daneben haben die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Rat das „Grüne Paket“ verabschiedet, mit dem die Klimaziele der EU erreicht werden sollen: Bis 2020 sollen im Vergleich zu 1990 20 Prozent des Energiekonsums der EU aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt und Treibhausgase um 20 Prozent gesenkt werden. Die bisher kostenlose

Zuteilung von Zertifikaten über das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) wird schrittweise durch Auktionen ersetzt. Stromerzeuger sind bereits ab 2013 verpflichtet, ihre Zertifikate vollständig über Auktionen zu erwerben. Die absolute Anzahl von Zertifikaten wird jährlich verringert. Industrien, die nicht unter das ETS fallen, müssen ebenfalls ihre Emissionen entsprechend den nationalen Zielen verringern. Ein Teil der Brennstoffe muss aus Erneuerbaren Rohstoffen kommen. Technologie von CO₂-Abscheidung und -Speicherung soll gefördert werden. Das Paket nimmt einen starken Einfluss auf den zukünftigen Erzeugungsmix sowie die Ausgestaltung der Netze und der Marktregeln.

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

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

Im Berichtszeitraum hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2009 nicht wesentlich verändert. Nach wie vor könnten insbesondere ein anhaltend niedrigeres Preisniveau in den Commodity-Märkten und ein dauerhaft deutlicher Rückgang der Nachfrage, vorrangig durch Industriekunden, mittelfristig die Ertragslage des E.ON-Konzerns erheblich beeinflussen. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Market Units gefährden könnten.

Wichtige Ereignisse nach Quartalsabschluss

E.ON veräußerte im April 2010 das Strom- und Gasgeschäft von E.ON U.S. an die PPL Corporation. Der vereinbarte Kaufpreis liegt bei 7,6 Mrd US-\$. Die Transaktion bedarf noch der Zustimmung der US-Kartell- und -Regulierungsbehörden, das Closing wird für Ende 2010 erwartet. E.ON U.S. wird ab dem zweiten Quartal für das gesamte Geschäftsjahr 2010 als nicht fortgeführte Aktivität behandelt (siehe auch Textziffer 5 im Anhang).

Unsere Verpflichtung gegenüber der EU-Kommission, diverse Stromkapazitäten und das Höchstspannungsnetz in Deutschland abzugeben, konnten wir im April 2010 erfüllen.

Prognosebericht

Nicht fortgeführte Aktivitäten

Nach dem erfolgreichen Abschluss der Verkaufsverhandlungen weisen wir unsere Market Unit US-Midwest nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 ab dem zweiten Quartal 2010 als nicht fortgeführte Aktivität aus. Für das gesamte Jahr 2010 und rückwirkend für das Jahr 2009 werden deshalb Adjusted EBIT und bereinigter Konzernüberschuss um die Ergebnisbeiträge von US-Midwest bereinigt. Damit ist diese Market Unit nicht mehr Bestandteil des folgenden Ausblicks.

Ergebnisentwicklung

Wie bereits im Vorjahr ist infolge der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise die Prognose der Ergebnisentwicklung für den E.ON-Konzern wieder mit hohen Unsicherheiten behaftet. Der weitere Verlauf der wirtschaftlichen Erholung ist derzeit nur schwer abzusehen, wobei insbesondere das Marktumfeld unseres Gasgeschäfts durch Überkapazitäten belastet ist. Im Rahmen des Projekts PerformtoWin wurden bereits verschiedene Gegensteuerungsmaßnahmen eingeleitet, um Kosteneinsparungen sowie Effizienz- und Produktivitätssteigerungen zu erzielen. Daher erwarten wir trotz der im Jahr 2009 vollzogenen Veränderungen in unserem Portfolio für 2010 eine Steigerung des Adjusted EBIT zwischen 0 und 3 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Für den bereinigten Konzernüberschuss rechnen wir im Jahr 2010 mit einem Wert auf dem Vorjahresniveau. Gegenüber dem Vorjahr rechnen wir mit leicht steigenden Zins- und Steueraufwendungen. An unserer bisherigen Ausschüttungsquote von 50 bis 60 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses halten wir fest.

Auch bei einer Pro-forma-Betrachtung, bei der das Adjusted EBIT und der bereinigte Konzernüberschuss der Market Unit US-Midwest für die Jahre 2009 und 2010 einbezogen werden, bleibt unsere Prognose unverändert.

Zu den Market Units im Einzelnen:

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

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

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

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

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

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

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.

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

Im Berichtszeitraum haben sich die Chancen gegenüber den im Finanzbericht 2009 dargestellten nicht wesentlich verändert.

28 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 31. März 2010, 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 10. Mai 2010

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Vogelpoth
Wirtschaftsprüfer

Dr. Norbert Schwieters
Wirtschaftsprüfer

Verkürzter Zwischenabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
1. Quartal in Mio €	Anhang	2010	2009
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		26.868	26.569
Strom- und Energiesteuern		-641	-634
Umsatzerlöse	(13)	26.227	25.935
Bestandsveränderungen		15	15
Andere aktivierte Eigenleistungen		97	76
Sonstige betriebliche Erträge		5.245	6.751
Materialaufwand		-19.961	-20.057
Personalaufwand		-1.354	-1.270
Abschreibungen	(5)	-1.818	-875
Sonstige betriebliche Aufwendungen		-4.489	-6.569
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		181	270
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		4.143	4.276
Finanzergebnis	(7)	-526	-770
<i>Beteiligungsergebnis</i>		2	-145
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		124	167
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-652	-792
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		-1.171	-883
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		2.446	2.623
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(5)	-1	-26
Konzernüberschuss		2.445	2.597
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		2.278	2.457
<i>Minderheitsanteile</i>		167	140
in €			
Ergebnis je Aktie			
(Anteil der Gesellschafter der E.ON AG) – unverwässert und verwässert	(8)		
aus fortgeführten Aktivitäten		1,20	1,30
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,00	-0,01
aus Konzernüberschuss		1,20	1,29

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns			
1. Quartal in Mio €		2010	2009
Konzernüberschuss		2.445	2.597
Cashflow Hedges		14	187
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		74	76
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-60	111
Weiterveräußerbare Wertpapiere		-57	243
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		-13	255
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-44	-12
Währungsumrechnungsdifferenz		858	-595
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		858	-596
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-	1
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-306	-277
At equity bewertete Unternehmen		34	-1
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		34	-1
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-	-
Ertragsteuern		144	43
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen		687	-400
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)		3.132	2.197
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		2.851	2.115
<i>Minderheitsanteile</i>		281	82

30 Verkürzter Zwischenabschluss

Bilanz des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	31.3.2010	31.12.2009
Aktiva			
Goodwill		16.299	16.901
Immaterielle Vermögenswerte		8.673	8.242
Sachanlagen		62.994	60.732
At equity bewertete Unternehmen	(9)	7.419	7.342
Sonstige Finanzanlagen	(9)	9.132	9.131
<i>Beteiligungen</i>		5.385	5.461
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		3.747	3.670
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		2.991	2.652
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		4.240	3.388
Ertragsteueransprüche		1.561	1.549
Aktive latente Steuern		3.221	3.091
Langfristige Vermögenswerte		116.530	113.028
Vorräte		3.888	4.518
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		1.817	1.729
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		27.370	23.007
Ertragsteueransprüche		2.665	1.925
Liquide Mittel		7.564	6.116
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		1.822	1.722
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		236	184
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		5.506	4.210
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(5)	-	2.273
Kurzfristige Vermögenswerte		43.304	39.568
Summe Aktiva		159.834	152.596
Passiva			
Gezeichnetes Kapital		2.001	2.001
Kapitalrücklage		13.747	13.747
Gewinnrücklagen		28.560	26.594
Kumuliertes Other Comprehensive Income		2.312	1.552
Eigene Anteile	(10)	-3.530	-3.530
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG		43.090	40.364
Minderheitsanteile (vor Umgliederung)		4.521	4.157
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-547	-550
Minderheitsanteile		3.974	3.607
Eigenkapital		47.064	43.971
Finanzverbindlichkeiten		30.850	30.657
Betriebliche Verbindlichkeiten		8.567	7.773
Ertragsteuern		2.867	3.124
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(12)	3.250	2.884
Übrige Rückstellungen		19.229	18.808
Passive latente Steuern		8.349	7.526
Langfristige Schulden		73.112	70.772
Finanzverbindlichkeiten		7.056	7.120
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten		24.908	23.099
Ertragsteuern		2.732	1.643
Übrige Rückstellungen		4.962	4.715
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(5)	-	1.276
Kurzfristige Schulden		39.658	37.853
Summe Passiva		159.834	152.596

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Konzernüberschuss	2.445	2.597
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	26
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	1.818	875
Veränderung der Rückstellungen	383	319
Veränderung der latenten Steuern	601	362
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-423	120
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (-3 Monate)	-714	-33
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-989	-1.380
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)	3.122	2.886
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	1.034	31
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	31	25
<i>Beteiligungen</i>	1.003	6
Auszahlungen für Investitionen	-1.755	-1.896
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-1.715	-1.828
<i>Beteiligungen</i>	-40	-68
Veränderungen der Wertpapiere und Festgeldanlagen	-171	-365
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-58	232
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-950	-1.998
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen	-354	-2
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Anteile	-	-
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON AG	-	-
Gezahlte Dividenden an Minderheitsgesellschafter	-60	-58
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-484	1.952
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-898	1.892
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten	1.274	2.780
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-	5
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-	-5
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-	-
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten	0	0
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	22	-7
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang	4.210	3.671
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	5.506	6.444

32 Verkürzter Zwischenabschluss

Entwicklung des Konzerneigenkapitals						
in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs-umrechnung	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar 2009	2.001	13.741	22.181	-2.547	2.676	-19
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden						
Sonstige Veränderungen						
Anteilserhöhung			7			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			2.226	-381	255	15
<i>Konzernüberschuss</i>			2.457			
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			-231			
<i>Other Comprehensive Income</i>				-381	255	15
Stand zum 31. März 2009	2.001	13.741	24.414	-2.928	2.931	-4
Stand zum 1. Januar 2010	2.001	13.747	26.594	-2.005	3.511	46
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden						
Anteilserhöhung			-125			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			2.091	823	-72	9
<i>Konzernüberschuss</i>			2.278			
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			-187			
<i>Other Comprehensive Income</i>				823	-72	9
Stand zum 31. März 2010	2.001	13.747	28.560	-1.182	3.439	55

Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	Minderheitsanteile (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Minderheitsanteile	Summe
-3.549	34.484	4.538	-578	3.960	38.444
		4		4	4
		-10		-10	-10
		-29		-29	-29
		1		1	1
	7				7
			11	11	11
	2.115	82		82	2.197
	2.457	140		140	2.597
	-231	10		10	-221
	-111	-68		-68	-179
-3.549	36.606	4.586	-567	4.019	40.625
-3.530	40.364	4.157	-550	3.607	43.971
		115		115	115
		15		15	15
		-3		-3	-3
		-40		-40	-40
	-125	-4		-4	-129
			3	3	3
	2.851	281		281	3.132
	2.278	167		167	2.445
	-187	-11		-11	-198
	760	125		125	885
-3.530	43.090	4.521	-547	3.974	47.064

34 Anhang

(1) Allgemeine Grundsätze

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

- Die Market Unit Central Europe unter Führung der E.ON Energie AG (E.ON Energie), München, fokussiert sich auf das Stromgeschäft und das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan-European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Energiebeteiligungen im europäischen Ausland. Führungsgesellschaft dieser Market Unit ist die E.ON Ruhrgas AG (E.ON Ruhrgas), Essen.
- Die Market Unit UK umfasst das Energiegeschäft in Großbritannien. Geführt wird diese Market Unit durch die E.ON UK plc (E.ON UK), Coventry, Großbritannien.
- Die Market Unit Nordic, geführt von dem integrierten Energieunternehmen E.ON Sverige AB (E.ON Sverige), Malmö, Schweden, konzentriert sich auf das Energiegeschäft in Nordeuropa.
- Die Market Unit US-Midwest unter Führung der E.ON U.S. LLC (E.ON U.S.), Louisville, Kentucky, USA, ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky tätig.
- Die Market Unit Energy Trading, mit der Führungsgesellschaft E.ON Energy Trading SE (E.ON Energy Trading), Düsseldorf, umfasst die europäischen Handelsaktivitäten für Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂-Zertifikate des Konzerns.
- Alle sonstigen Segmente werden im Einklang mit IFRS 8 zusammengefasst und als Segment Neue Märkte bezeichnet. Dieses beinhaltet die Aktivitäten der Market Units Climate & Renewables, Italy und Russia sowie die Market Unit Spain.

Zudem beinhaltet Corporate Center/Konsolidierung neben der E.ON AG (E.ON oder Gesellschaft) selbst die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen. Bezüglich weiterer Informationen zu den Segmenten wird auf Textziffer 13 verwiesen.

(2) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Der Zwischenbericht zum 31. März 2010 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 3 erläuterten Neuregelungen – dieselben Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie Konsolidierungsgrundsätze wie bei der Erstellung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2009 angewendet. Zudem erfolgt die Ermittlung des Steueraufwands gemäß IAS 34 „Zwischenberichterstattung“ (IAS 34) in der Zwischenberichtsperiode auf Basis des effektiven Steuersatzes, der für das gesamte Geschäftsjahr erwartet wird, wobei Steuern, die sich auf außergewöhnliche Sachverhalte beziehen, in dem Quartal berücksichtigt werden, in dem der zugrunde liegende Sachverhalt eintritt.

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 2009, der die Grundlage für den vorliegenden Zwischenabschluss darstellt.

(3) Neu angewendete Standards und Interpretationen

IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“

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

IAS 27 „Konzern- und separate Einzelabschlüsse“

Ebenfalls im Rahmen des „Business Combinations II“-Projektes veröffentlichte das IASB im Januar 2008 eine überarbeitete Fassung des IAS 27 „Konzern- und separate Einzelabschlüsse“ (IAS 27), der Regelungen zur Konsolidierung enthält. Hier wurde insbesondere erstmals auf Transaktionen eingegangen, bei denen Anteile an einem (Tochter-)Unternehmen ge- oder

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

IFRIC 12

„Dienstleistungskonzessionsvereinbarungen“

Im November 2006 wurde IFRIC 12 „Dienstleistungskonzessionsvereinbarungen“ (IFRIC 12) veröffentlicht. Die Interpretation regelt die Bilanzierung von Vereinbarungen, bei denen die öffentliche Hand als Konzessionsgeber Aufträge für die Erfüllung öffentlicher Aufgaben an private Unternehmen als Konzessionsnehmer vergibt. Zur Erfüllung dieser Aufgaben nutzt das private Unternehmen Infrastruktur, die in der Verfügungsmacht der öffentlichen Hand verbleibt. Das private Unternehmen ist für den Bau, den Betrieb und die Erhaltungsmaßnahmen in Bezug auf die Infrastruktur verantwortlich. Die Interpretation ist von der EU in europäisches Recht übernommen worden und danach spätestens für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 29. März 2009 beginnen, verpflichtend anzuwenden. Die Übergangsvorschriften sehen zudem eine rückwirkende Anwendung auf Transaktionen ab dem 1. Juli 2009 vor. In diesem Zusammenhang hat E.ON in den Vorjahreswerten entsprechende Umgliederungen in geringem Umfang vorgenommen.

IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“

Im Januar 2009 wurde IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“ (IFRIC 18) veröffentlicht. IFRIC 18 kommt in den Fällen zur Anwendung, in denen ein Unternehmen von seinen Kunden ein Sachanlagegut oder die Finanzmittel zur Herstellung oder Anschaffung eines Vermögenswertes erhält, um den Kunden im Gegenzug Zugang zu einem Netzwerk, einer Dienstleistung oder der Lieferung von Gütern zu verschaffen. Die Interpretation wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach spätestens für Geschäftsjahre, die nach dem 31. Oktober 2009 beginnen, verpflichtend anzuwenden. Es ergaben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf den E.ON-Konzernabschluss.

Alle weiteren ab dem 1. Januar 2010 verpflichtend anzuwendenden Standards und Interpretationen haben ebenfalls keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON.

(4) Konsolidierungskreis

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

Konsolidierungskreis			Summe
	Inland	Ausland	
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2009	145	441	586
Zugänge	5	16	21
Abgänge/Verschmelzungen	5	20	25
Konsolidierte Unternehmen zum 31. März 2010	145	437	582

Zum 31. März 2010 wurden 123 Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (31. Dezember 2009: 131).

36 Anhang

(5) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2010

US-Midwest

Ende April 2010 hat E.ON mit der Pennsylvania Power & Light Corporation (PPL), Allentown, Pennsylvania, USA, Verträge über den Verkauf des in der Market Unit US-Midwest gebündelten Strom- und Gasgeschäftes in den USA geschlossen. Als Kaufpreis für das Eigenkapital sowie für die Übernahme bestimmter Verbindlichkeiten sind rund 5,7 Mrd € vereinbart. Mit der Konkretisierung der Verkaufsabsicht war eine Überprüfung der Bewertung der US-Aktivitäten unter Berücksichtigung des zu erwartenden Veräußerungserlöses vorzunehmen. Diese Überprüfung führte im Vergleich zum tatsächlich vereinbarten Kaufpreis zu einem Goodwill-Impairment von rund 0,9 Mrd €; dieses war bereits im ersten Quartal 2010 zu erfassen. Die Market Unit US-Midwest wird erst ab April als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen, da die Voraussetzungen für einen solchen Ausweis erst mit weiterer Konkretisierung des Veräußerungsprozesses im April 2010 eingetreten sind. Der Vollzug der Vereinbarung ist für Ende 2010 geplant.

Wesentliche in der Konzernbilanz enthaltene Aktiva und Passiva der Market Unit US-Midwest waren zum 31. März 2010 Vermögenswerte des Sachanlagevermögens (5,4 Mrd €), Goodwill (0,7 Mrd €, nach Impairment) und betriebliche Forderungen (0,3 Mrd €) sowie Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten (0,6 Mrd €), Pensionsverpflichtungen (0,4 Mrd €) und betriebliche Verbindlichkeiten (0,4 Mrd €). Der Beitrag der Market Unit zum Konzernergebnis betrug im ersten Quartal 2010 rund 0,1 Mrd €.

Vereinbarung EU-Kommission

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

Im November 2009 konnte eine Vereinbarung mit TenneT B.V., Arnheim, Niederlande, über die Abgabe des deutschen Höchstspannungsnetzes erzielt werden. Die Umgliederung des Höchstspannungsnetzes in die Abgangsgruppen wurde daher im vierten Quartal 2009 mit einem Netto-Buchwert von rund 0,8 Mrd € vorgenommen. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden betreffen das Sachanlage- und Umlaufvermögen mit 1,0 Mrd € beziehungsweise 0,7 Mrd € sowie Verbindlichkeiten und passive latente Steuern mit 0,9 Mrd € beziehungsweise 0,2 Mrd €. Die Vereinbarung wurde Ende Februar 2010 vollzogen. Es wurde ein Veräußerungsgewinn von 0,1 Mrd € erzielt.

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

Unternehmenserwerbe im Jahr 2009

Yushno Russkoje

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

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

Die nachfolgenden Daten beziehen sich auf ZAO Gazprom YRGM Development:

Wesentliche Bilanzposten ZAO Gazprom YRGM Development			
in Mio €	Buchwerte vor Erstkonsolidierung	Kaufpreisallokation	Buchwerte bei Erstkonsolidierung
Immaterielle Vermögenswerte	-	2.564	2.564
Sonstige Vermögenswerte	1	4	5
Summe Vermögenswerte	1	2.568	2.569
Langfristige Schulden	-	513	513
Summe Schulden	0	513	513
Nettovermögen	1	2.055	2.056
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	-	2.055	0
<i>Minderheitsanteile</i>	1	-	1
Anschaffungskosten		2.193	
Verbleibender Goodwill (vorläufig)		138	138

Wesentliche Vermögenswerte im Zuge der Kaufpreisverteilung stellen vorteilhafte Gaslieferverträge dar, auf die der größte Teil des Unterschiedsbetrags entfällt. Die langfristigen Schulden beinhalten ausschließlich latente Steuern. Es verbleibt bei der Projektgesellschaft ein als vorläufiger Goodwill bilanzierter Differenzbetrag von 138 Mio €. Die Kaufpreisverteilung ist zum 31. März 2010 aufgrund noch abzuschließender Würdigung von Detailspekten vorläufig.

38 Anhang

Langerlo-Vilvoorde NV

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

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

Die Buchwerte vor Erstkonsolidierung sind grundsätzlich auf Basis der IFRS ermittelt, Anpassungen auf die im E.ON-Konzern angewandten Bilanzierungsgrundsätze werden zusammen mit den Anpassungen aus der Kaufpreisallokation dargestellt.

Zum 31. März 2010 ist die Kaufpreisallokation vorläufig, da noch Untersuchungen in Bezug auf das Sachanlagevermögen sowie Würdigungen rechtlicher Sachverhalte ausstehen.

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

Nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2009

WKE

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

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

Der Vollzug der Vereinbarung erfolgte im Juli 2009. Im Zuge der Vereinbarung wurden Ausgleichszahlungen in Höhe von rund 0,5 Mrd € geleistet. Nachlaufende ergebnis- und zahlungswirksame Effekte aus der Abwicklung bestehender Vertragsverhältnisse werden bis Ende 2010 erwartet. Diese Effekte werden innerhalb der Market Unit US-Midwest weiterhin im Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung werden nachfolgend dargestellt.

Gewinn- und Verlustrechnung – WKE – (Kurzfassung)		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Umsatzerlöse	-	47
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-2	-89
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-2	-42
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	1	16
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1	-26

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2009

Endesa Europa/Viesgo

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

Beteiligung an OAO Gazprom

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

(6) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern betrug im ersten Quartal 2010 insgesamt 12 Mio € (erstes Quartal 2009: 6 Mio €).

40 Anhang

(7) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Erträge aus Beteiligungen	12	11
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-10	-156
Beteiligungsergebnis	2	-145
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	124	167
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-652	-792
Zinsergebnis	-528	-625
Finanzergebnis	-526	-770

Die Kursstabilisierung an den Finanzmärkten im ersten Quartal 2010 führte zu einer deutlichen Verringerung der Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen im Vergleich zum ersten Quartal 2009 auf insgesamt 12 Mio € (erstes Quartal 2009: Wertminderungen 156 Mio €).

(8) Ergebnis je Aktie

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

Ergebnis je Aktie		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.446	2.623
Abzüglich Minderheitsanteilen	-167	-140
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	2.279	2.483
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	-1	-26
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	2.278	2.457
in €		
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)		
aus fortgeführten Aktivitäten	1,20	1,30
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,00	-0,01
aus Konzernüberschuss	1,20	1,29
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	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.

Weitere Informationen werden in Textziffer 10 gegeben.

(9) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen		
in Mio €	31.3.2010	31.12.2009
At equity bewertete Unternehmen	7.419	7.342
Beteiligungen	5.385	5.461
Langfristige Wertpapiere	3.747	3.670
Summe	16.551	16.473

(10) Eigene Anteile

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 5. Mai 2015 eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 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 31. März 2010 betrug 1.905.456.817 (31. Dezember 2009: 1.905.456.817).

Im Bestand der E.ON AG sowie einer Tochtergesellschaft befanden sich zum 31. März 2010 95.543.183 eigene Aktien (31. Dezember 2009: 95.543.183) mit einem Konzernbuchwert von 3.530 Mio € (entsprechend 4,77 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 95.543.183 € des Grundkapitals).

(11) Gezahlte Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 6. Mai 2010, eine im Vergleich zum Vorjahr unveränderte Dividende von 1,50 € je dividendenberechtigten Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer gezahlten Dividendensumme von 2.858 Mio €.

(12) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen haben sich gegenüber dem Jahresende 2009 insbesondere aufgrund saldierter versicherungsmathematischer Verluste, die sich im Wesentlichen durch gesunkene Rechnungszinssätze ergeben haben, erhöht.

Zinssatz		
in %	31.3.2010	31.12.2009
Deutschland	5,25	5,50
Großbritannien	5,60	5,70
USA	6,05	6,10

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 €	31.3.2010	31.12.2009
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	16.756	16.087
Fair Value des Planvermögens	-13.504	-13.205
Finanzierungsstatus	3.252	2.882
Nicht erfasster nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-10	-10
Bilanzierter Betrag	3.242	2.872
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-8	-12
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	3.250	2.884

Unter Berücksichtigung der periodenbezogenen Zuführungen und Pensionszahlungen beim Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und beim Planvermögen hat sich der Finanzierungsstatus gegenüber dem Jahresende 2009 im Wesentlichen aufgrund saldierter versicherungsmathematischer Verluste erhöht. Die aus der Absenkung der Rechnungszinssätze resultierenden versicherungsmathematischen Verluste wurden teilweise durch versicherungsmathematische Gewinne beim Planvermögen kompensiert.

42 Anhang

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

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Dienstzeitaufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	62	48
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	222	211
Erwarteter Planvermögensertrag (Expected return on plan assets)	-177	-149
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (Past service cost)	2	3
Summe	109	113

(13) Segmentinformationen

Die Segmentberichterstattung des E.ON-Konzerns ist an der internen Organisations- und Berichtsstruktur ausgerichtet.

- Central Europe fokussiert sich auf das Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Energiebeteiligungen im europäischen Ausland.
- UK umfasst das Energiegeschäft in Großbritannien.
- Nordic konzentriert sich auf das Energiegeschäft in Nordeuropa.
- US-Midwest ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky, USA, tätig.
- Energy Trading vereint die europäischen Handelsaktivitäten für Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂-Zertifikate.
- Alle sonstigen Segmente werden im Einklang mit IFRS 8 zusammengefasst und als Segment Neue Märkte bezeichnet. Dies beinhaltet die Aktivitäten der Market Units Climate & Renewables, Italy und Russia sowie Spain.

Segmentinformationen nach Bereichen

1. Quartal in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Außenumsatz	9.760	10.080	4.551	6.463	2.618	2.566
Innenumsatz	2.183	2.199	1.718	2.097	510	648
Umsatzerlöse	11.943	12.279	6.269	8.560	3.128	3.214
Adjusted EBITDA	2.030	2.021	841	926	545	188
Planmäßige Abschreibungen	-382	-369	-128	-100	-112	-113
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ¹⁾	-10	-1	-	-2	-	-
Adjusted EBIT	1.638	1.651	713	824	433	75
<i>darin Equity-Ergebnis¹⁾</i>	<i>64</i>	<i>67</i>	<i>114</i>	<i>194</i>	<i>-6</i>	<i>7</i>
Operativer Cashflow	1.297	1.045	1.131	1.224	184	19
Investitionen	731	553	190	309	196	174
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	<i>711</i>	<i>507</i>	<i>185</i>	<i>301</i>	<i>196</i>	<i>174</i>
<i>Beteiligungen²⁾</i>	<i>20</i>	<i>46</i>	<i>5</i>	<i>8</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

1) Die Adjusted-EBIT-wirksamen Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen sowie aufgrund von im neutralen Ergebnis erfassten Impairments von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab. Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst. Die Abweichungen resultierten in 2010 im Wesentlichen aus Goodwill-Abschreibungen, die im neutralen Ergebnis ausgewiesen werden.

2) Die Investitionen in Beteiligungen enthalten neben at equity bewerteten Beteiligungen auch Erwerbe voll konsolidierter Unternehmen sowie Investitionen in nicht konsolidierungspflichtige Beteiligungen. Die Investitionen in Beteiligungen werden in dem Segment ausgewiesen, dem die erwerbende Einheit zugeordnet ist.

Zudem beinhaltet Corporate Center/Konsolidierung, neben der E.ON AG selbst, die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Nach IFRS sind veräußerte beziehungsweise zum Verkauf bestimmte Segmente oder wesentliche Unternehmensteile unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen. Im ersten Quartal 2010 und im Geschäftsjahr 2009 betrifft dies WKE. Die entsprechenden Ergebnis- und Cashflow-Größen zum 31. März 2010 sind, ebenso wie die für die Vorperioden berichteten, um sämtliche Bestandteile der nicht fortgeführten Aktivitäten bereinigt (siehe Erläuterungen in Textziffer 5).

Nordic		US-Midwest		Energy Trading		Neue Märkte		Corporate Center/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
1.002	734	543	586	6.227	3.794	1.518	1.683	8	29	26.227	25.935
334	281	-	-	6.673	11.762	153	483	-11.571	-17.470	-	-
1.336	1.015	543	586	12.900	15.556	1.671	2.166	-11.563	-17.441	26.227	25.935
326	294	171	177	350	109	407	309	-13	-51	4.657	3.973
-92	-71	-42	-44	-2	-2	-161	-150	-17	-22	-936	-871
-	-	-	-	-	-	-	-	-2	1	-12	-2
234	223	129	133	348	107	246	159	-32	-72	3.709	3.100
6	1	-	1	-	-	6	2	-	-2	184	270
210	33	104	133	877	620	93	216	-774	-404	3.122	2.886
138	175	77	139	2	1	412	505	9	40	1.755	1.896
136	173	77	139	2	1	386	501	22	32	1.715	1.828
2	2	-	-	-	-	26	4	-13	8	40	68

44 Anhang

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen das wirtschaftliche Zinsergebnis, Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Goodwill-Impairments sowie das sonstige nicht operative Ergebnis.

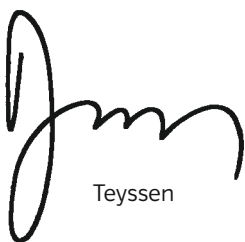
Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt. Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen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

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Adjusted EBIT auf den Konzernüberschuss nach IFRS:

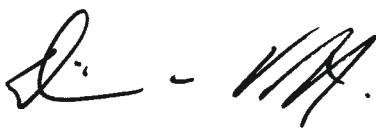
Konzernüberschuss		
1. Quartal in Mio €	2010	2009
Adjusted EBIT	3.709	3.100
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-555	-606
Netto-Buchgewinne/-verluste	666	-10
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-127	-86
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-76	1.108
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.617	3.506
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.171	-883
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.446	2.623
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1	-26
Konzernüberschuss	2.445	2.597
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>2.278</i>	<i>2.457</i>
<i>Minderheitsanteile</i>	<i>167</i>	<i>140</i>

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis ist das in der Market Unit US Midwest erfasste Goodwill-Impairment von 0,9 Mrd € enthalten.

Eine weitere Erläuterung der Überleitung vom Adjusted EBIT zum Konzernüberschuss erfolgt auf Seite 18 im Zwischenlagebericht.



Teyssen



Dänzer-Vanotti



Feldmann



Schenck

Finanzkalender

11. August 2010	Zwischenbericht Januar - Juni 2010
10. November 2010	Zwischenbericht Januar - September 2010
9. März 2011	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2010
5. Mai 2011	Hauptversammlung 2011
6. Mai 2011	Dividendenzahlung
11. Mai 2011	Zwischenbericht Januar - März 2011
10. August 2011	Zwischenbericht Januar - Juni 2011
9. November 2011	Zwischenbericht Januar - September 2011

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

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

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

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

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

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 unbekannt 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.

