

on•top*

E.ON-Konzern in Zahlen			
in Mio €	2003	2002 ¹⁾	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh ²⁾	387,6	333,6	+16
Gasabsatz in Mrd kWh ²⁾	803,7	721,3	+11
Umsatz	46.364	36.624	+27
EBITDA ³⁾	9.458	7.558	+25
EBIT ³⁾	6.228	4.649	+34
Betriebsergebnis ⁴⁾	4.565	3.817	+20
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.538	-759	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.950	-720	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1.137	3.306	-66
Konzernüberschuss	4.647	2.777	+67
Investitionen	9.196	24.159	-62
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.538	3.614	+53
Eigenkapital	29.774	25.653	+16
Bilanzsumme	111.850	113.503	-1
ROCE ⁶⁾ (in %)	9,9	9,2	+0,7 ⁵⁾
Kapitalkosten (in %)	9,5	9,5	-
Eigenkapitalrendite nach Steuern ⁷⁾ (in %)	16,8	11,1	5,7 ⁵⁾
Mitarbeiter	66.549	101.336	-34
Ergebnis je Aktie (in €)			
aus fortgeführten Aktivitäten	6,04	-1,10	-
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1,74	5,07	-66
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-0,67	0,29	-
aus Konzerüberschuss	7,11	4,26	+67
je Aktie (in €)			
Dividende	2,00	1,75	+14
Eigenkapital ⁸⁾	45,39	39,33	+15
1) um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasste Werte (vgl. Erläuterungen auf den Seiten 133-141) · 2) Nicht konsolidierte Werte/Vorjahreszahl einschließlich Pro-forma-Wert für Ruhrgas und Powergen · 3) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Betriebsergebnis siehe Seite 112-113 · 4) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe Seite 36 · 5) Veränderung in Prozentpunkten · 6) Non-GAAP financial measure; Ableitung siehe Seite 55-57 · 7) Konzernüberschuss ÷ jahresdurchschnittliches Eigenkapital (Werte jeweils ohne Anteile Konzernfremder) · 8) ohne Anteile Konzernfremder			

E.ON-Konzern nach Unternehmensbereichen 2003							
in Mio €	E.ON Energie	Ruhrgas	Powergen	Sonstige/ Konso- lidierung	Viterrra	Degussa	Insgesamt
Umsatz	22.579	12.085	9.894	-273	1.085	994	46.364
EBITDA	5.778	1.530	1.531	-259	643	235	9.458
EBIT	3.834	1.169	905	-312	456	176	6.228
Betriebsergebnis	3.058	1.128	620	-693	295	157	4.565
ROCE (in %)	14,3	10,8	5,7	-	10,6	5,5	9,9
Kapitalkosten (in %)	9,9	9,0	8,6	-	7,6	10,1	9,5
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.040	791	493	-795	102	-93	5.538
Investitionen	3.521	463	842	4.210	124	36	9.196
Mitarbeiter am 31. Dezember	43.853	10.150	10.062	597	1.887	-	66.549

Non-GAAP financial measures: Dieser Geschäftsbericht enthält bestimmte Kennzahlen (so genannte Non-GAAP financial measures). Das E.ON-Management ist der Ansicht, dass die von E.ON verwendeten Non-GAAP financial measures, wenn sie in Verbindung mit – aber nicht anstelle – anderer gemäß US-GAAP ermittelter Kennzahlen betrachtet werden, das Verständnis der Liquiditäts- und Ergebnisentwicklung des Unternehmens erhöhen. Eine Vielzahl dieser Non-GAAP financial measures werden allgemein von Analysten, Ratingagenturen und Investoren verwendet, um ein Unternehmen zu bewerten und die unterjährige und zukünftige Unternehmensentwicklung und den Wert von E.ON mit anderen Wettbewerbern zu vergleichen. Neben Überleitungen sind zusätzliche Informationen zu jeder dieser Non-GAAP financial measures im Bericht enthalten. Der Konzernabschluss der E.ON AG wird nach den United States Generally Accepted Accounting Principles (US-GAAP) aufgestellt. Dieser Geschäftsbericht enthält die Kennzahlen Konzernbetriebsergebnis, EBIT, EBITDA, ROCE, Netto-Finanzposition, Netto-Zinsaufwand und Free Cashflow, die nicht auf Basis eines US-GAAP-Rechnungslegungsstandards ermittelt wurden. Diese Kennzahlen werden als nicht nach US-GAAP ermittelte Maß- und Verhältnis-zahlen (Non-GAAP financial measures) gemäß dem amerikanischen Federal Securities Law bezeichnet. Entsprechend den geltenden Anforderungen der neuen SEC-Regelungen hat E.ON die Non-GAAP financial measures auf die nächsten durch US-GAAP-Rechnungslegungsstandards regulierten Größen übergeleitet. Die Fußnoten bei den entsprechenden Non-GAAP financial measures verweisen auf die Seiten des Berichts, auf denen eine entsprechende Überleitung zu finden ist. Die Non-GAAP financial measures dieses Berichts sollten nicht isoliert als Kennzahl für die Ertragslage oder Liquidität von E.ON betrachtet werden. Sie sollten deshalb nicht als Ersatz, sondern stets als Zusatz zu Konzernüberschuss, Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten und anderen gemäß US-GAAP ermittelten Ertrags- oder Cashflowgrößen gesehen werden. Die Non-GAAP financial measures, die von E.ON verwendet werden, können sich von denen anderer Unternehmen unterscheiden und sind somit nicht notwendigerweise mit gleich lautenden Kennzahlen anderer Unternehmen vergleichbar.

Konzernübersicht

Corporate Center E.ON AG Düsseldorf	Market Unit Central Europe	<div>E.ON Energie AG, München100%</div> <div>E.ON Energie ist eines der größten Energiedienstleistungsunternehmen Europas. E.ON Energie ist in neun europäischen Ländern aktiv, so unter anderem in den Niederlanden, Ungarn, der Slowakei, Tschechien, der Schweiz, Italien und Polen.</div>
	Market Unit Pan-European Gas	<div>Ruhrgas AG, Essen100%</div> <div>Ruhrgas ist mit einem Absatz von jährlich über 600 Mrd Kilowattstunden Erdgas eine der führenden Gasgesellschaften in Europa und einer der größten privaten Erdgasimporteure der Welt. Kunden sind regionale und lokale Energieunternehmen und Industriebetriebe.</div>
	Market Unit UK	<div>Powergen UK plc, London/Großbritannien100%</div> <div>Powergen ist ein Energiekonzern mit der Zentrale in Coventry, Großbritannien. Als einer der führenden britischen Energieversorger ist Powergen vollständig integriert und beliefert rund 8,6 Millionen Kunden mit Strom und Gas.</div>
	Market Unit Nordic	<div>E.ON Nordic AB, Malmö/Schweden100%</div> <div>Operativ führt Sydkraft das Geschäft in Nordeuropa. Die Gesellschaft hat über 60 operative Tochtergesellschaften in den Bereichen Marketing, Vertrieb, Verteilung und Erzeugung von Strom und Gas.</div>
	Market Unit US-Midwest	<div>LG&E Energy LLC, Louisville/USA100%</div> <div>LG&E Energy ist ein diversifizierter Energiedienstleister mit Sitz in Louisville und vornehmlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky tätig.</div>
	Weitere Aktivitäten	<div>Viterra AG, Essen100%</div> <div>Viterra ist ein wachstumsorientiertes Immobilienunternehmen und konzentriert sich auf das profitable Immobiliengeschäft. Bei der Vermietung und dem Handel von Wohnimmobilien in Deutschland ist Viterra führend. Zudem entwickelt Viterra attraktive Büroimmobilien und Eigentumswohnungen.</div>

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover	100%	E.ON Westfalen Weser AG, Paderborn	62,8%
E.ON Kernkraft GmbH, Hannover	100%	E.ON Benelux N.V., Den Haag/Niederlande	100%
E.ON Wasserkraft GmbH, Landshut	100%	E.ON Hungária Rt., Budapest/Ungarn	100%
E.ON Netz GmbH, Bayreuth	100%	Dél-dunántúli Áramszolgáltató Rt., Pécs/Ungarn	92,4%
E.ON Sales & Trading GmbH, München	100%	Tiszántúli Áramszolgáltató Rt., Debrecen/Ungarn	92,4%
E.ON Bayern AG, Regensburg	98,9%	Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt., Győr/Ungarn	97,6%
Avacon AG, Helmstedt	56,5%	BKW FMB Energie AG, Bern/Schweiz	20%
E.ON Hanse AG, Quickborn	73,8%	E.ON Czech Holding AG, München/Deutschland	100%
EAM Energie AG, Kassel	73,3%	Jihoceská energetiká a.s., České Budějovice/Tschechien	84,7%
E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree	71%	Jihomoravská energetiká a.s., Brno/Tschechien	85,7%
Teag Thüringer Energie AG, Erfurt	72,7%	Západoslovenská energetika a.s., Bratislava/Slowakei	49%
Ferngas Nordbayern GmbH, Nürnberg	53,1%	Mittelrheinische Erdgastransport Gesellschaft mbH, Haan (Rhld.)	100%
Ferngas Salzgitter GmbH, Salzgitter	39%	MVV Energie AG, Mannheim	15,1%
Gas-Union GmbH, Frankfurt/Main	25,9%	Ruhrgas Industries GmbH, Essen	100%
Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen Sachsen GmbH (EVG), Erfurt	50%	Gasum Oy, Espoo/Finnland	20%
Saar Ferngas AG, Saarbrücken	20%	Latvijas Gaze, Riga/Lettland	47,2%
HEAG Südhessische Energie AG (HSE), Darmstadt	21,2%	Nova Naturgas AB, Stockholm/Schweden	29,6%
Thüga AG, München	77,7%	Slovensky Plynarensky Priemysel a.s. (SPP), Bratislava/Slowakei	24,5%
NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale & Co. KG, Emstek	41,7%	AB Lietuvos Dujos, Vilnius/Litauen	35,7%
Etzel Gas-Lager Statoil Deutschland GmbH & Co., Friedeburg-Etzel	74,8%	OAQ Gazprom, Moskau/Russland	6,4%
MEGAL GmbH Mittel-Europäische-Gasleitungsgesellschaft, Essen	50%	Ruhrgas UK Exploration and Production Ltd., London/Großbritannien	100%
Powergen Retail Ltd., Coventry/Großbritannien	100%	Corby Power Ltd., Corby/Großbritannien	50%
Powergen CHP Ltd., London/Großbritannien	100%	East Midlands Electricity Distribution plc., Coventry/Großbritannien	100%
Powergen Renewables Ltd., London/Großbritannien	100%	Midlands Electricity plc., Worcester/Großbritannien	100%
Cottam Development Centre Ltd., London/Großbritannien	100%		
Sydkraft AB, Malmö/Schweden	55,2%		
Graninge AB, Sollestea/Schweden	97,5%		
E.ON Finland Oyj, Espoo/Finnland	65,6%		
Louisville Gas and Electric Company, Louisville/USA	100%	Western Kentucky Energy Corp., Henderson/USA	100%
Kentucky Utilities Company, Lexington/USA	100%	LG&E Power Inc., Louisville/USA	100%
LG&E Capital Corp., Louisville/USA	100%	LG&E Energy Marketing Inc., Louisville/USA	100%
Degussa AG, Düsseldorf	46,5%	VIAG Telecom Beteiligungs GmbH, München	100%
Degussa ist das drittgrößte deutsche Chemieunternehmen, in der Spezialchemie der Größe nach weltweit die Nummer eins. Das operative Geschäft ist den marktorientierten Unternehmensbereichen Bauchemie, Fein- & Industriechemie, Performance Chemie, Coatings & Füllstoffsysteme und Spezialkunststoffe zugeordnet.		VIAG Telecom hält eine Beteiligung an dem österreichischen Mobilfunkbetreiber ONE.	

E.ON hat im Jahr 2003 den Konzernumbau nach einer beispiellosen Serie von Akquisitionen und Desinvestitionen weitgehend abgeschlossen. Die Ausgangslage für künftiges profitables Wachstum ist hervorragend. Das Projekt **on·top*** hat Wege aufgezeigt, wie wir immer effizienter zusammenarbeiten, voneinander lernen und damit immer besser werden können. Zum Nutzen unserer Kunden und unserer Aktionäre. Und mit dem Ziel, aus E.ON das weltbeste integrierte Strom- und Gasunternehmen zu machen. Zehn Kernbegriffe sind dabei für uns die Wegweiser zur Spitze.

- * Transparenz
- * Wachstum
- * Performance
- * Marktführerschaft
- * Integration
- * Führung
- * Marktorientierung
- * Effizienz
- * Flexibilität
- * Fokussierung

2 Inhalt

Brief an die Aktionäre

Bericht des Aufsichtsrates

Wichtige Ereignisse

on-top

Lagebericht

Brief an die Aktionäre

4

Bericht des Aufsichtsrates

10

Wichtige Ereignisse
des Jahres 2003

14

on-top

20

Lagebericht

30

Vorstand

8

Aufsichtsrat

13

Strategie
und geplante
Investitionen

23

Weitere Informationen

Konzernabschluss

Weitere Angaben zu den Organen

Wesentliche Beteiligungen

Glossar

E.ON-Aktie
und E.ON-Anleihen
52

Bestätigungs-
vermerk
118

Weitere Angaben
zu den Organen
198

Wesentliche
Beteiligungen
208

Glossar
210

Finanzkalender

Wertentwicklung
nach Segmenten
55

Gewinn- und
Verlustrechnung
119

Corporate Governance
201

Mehrjahresübersicht
207

Mitarbeiter
62

Bilanz
120

Energiepolitisches
Umfeld
70

Kapitalfluss-
rechnung
121

Umweltschutz
72

Entwicklung des
Konzerneigenkapitals
122

Gesellschaftliches
Engagement
74

Anhang
123

E.ON Energie
80

Ruhrgas
92

Powergen
98

Viterra
104

Segmentinformationen
nach Bereichen
110

4 Brief an die Aktionäre



Sehr geehrte Aktionäre
und Freunde des Unternehmens,

im vergangenen Jahr ging es an den Börsen nach einer langen Durststrecke endlich wieder aufwärts. Ihre E.ON-Aktie entwickelte sich 2003 mit einer Wertsteigerung von rund 40 Prozent deutlich positiver als die meisten Werte der Energiebranche. Der europäische Branchenindex Stoxx Utilities lag mit rund 15 Prozent im Plus. Damit zählt Ihre Aktie zu den klaren Gewinnern.

Diese erfreuliche Entwicklung ist für mich Bestätigung und Ansporn zugleich: Bestätigung, weil dieser Kursanstieg zum Ausdruck bringt, dass E.ON den richtigen Weg eingeschlagen hat und eine führende Adresse in der europäischen Energiewirtschaft ist. Ansporn, weil die weitere Steigerung des Wertes von E.ON höchste Priorität hat – hierin sehe ich einen Schwerpunkt meiner Aufgabe, die ich im Mai letzten Jahres übernommen habe.

Seit der Entstehung im Jahr 2000 ist E.ON für mich eines der spannendsten und faszinierendsten Unternehmen in Europa. In weniger als drei Jahren wurde der Umbau von einem breit aufgestellten Konglomerat zu einem klar auf Strom und Gas fokussierten Energiekonzern vollzogen. Die Übernahme von Ruhrgas Anfang letzten Jahres markierte den erfolgreichen Abschluss des Konzernumbaus im Rahmen der Strategie „Fokussierung und Wachstum“.

Diese Zäsur haben wir genutzt, um eine Standortbestimmung für den Konzern vorzunehmen und die künftige Strategie und Struktur von E.ON festzulegen. Entscheidend war dabei, dass wir die Integration der neu erworbenen Beteiligungen vorantreiben und aus E.ON einen wirklich integrierten Energiekonzern formen. Unter dem Leitmotiv on-top haben wir dazu den Blick zunächst stärker nach innen gerichtet. Dieses Motiv haben wir bewusst gewählt: E.ON war bei Strom und Gas international schon gut aufgestellt, konnte Jahr für Jahr ansehnliche Ergebnissteigerungen präsentieren und zeichnete sich auch nach den großen Akquisitionen im Kerngeschäft durch beachtliche Finanzstärke aus. Kurz: Ihr Unternehmen war schon top. Nunmehr ging es darum, diese Spitzenposition weiter auszubauen, unsere Marktpositionen zu verbessern und die Ertragskraft des Konzerns weiter zu steigern. Hierfür haben wir Wege aufgezeigt, wie wir im Konzern stärker zusammenwachsen, Synergien nutzen und noch effizienter arbeiten können.

Dabei haben wir uns strikt an den Strukturen, Chancen und Herausforderungen unserer Märkte orientiert. Wir haben fünf Zielmärkte identifiziert, nämlich Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest. In diesen Märkten verfügt E.ON bereits über führende Positionen. Die Vollendung des europäischen Binnenmarktes und die Erweiterung der Europäischen Union werden uns in den vier europäischen Kernmärkten vielfältige Chancen zu weiterem Wachstum eröffnen. Auch in den Ländern Europas, deren Märkte noch nicht vollständig liberalisiert sind, wird der zunehmende Wettbewerb zu Konsolidierungsprozessen in der Energiewirtschaft führen. Daraus ergeben sich für uns neue Wachstumschancen, die wir im Einzelfall sorgfältig prüfen – und nur dann realisieren, wenn sie strategisch sinnvoll und vor allem auch wertsteigernd sind.

Ein sehr anschauliches Beispiel dafür, wie E.ON die Chancen derartiger Konsolidierungsprozesse nutzt, ist Großbritannien. Dort haben wir Anfang dieses Jahres Midlands Electricity erworben. Das Unternehmen ergänzt in idealer Weise das bereits vorhandene Stromverteilungsgeschäft unserer Tochter Powergen. Mit dieser wirtschaftlich attraktiven Akquisition hat E.ON gut eineinhalb Jahre nach dem Eintritt in den britischen Energiemarkt bereits eine führende Stellung in Großbritannien erreicht. Im Strom- und Gasvertrieb, in Stromerzeugung und -verteilung nehmen wir jetzt klare Spitzenpositionen ein.

Auch in Skandinavien haben wir unser bestehendes Geschäft durch einen Wachstumsschritt mit bedeutenden Synergiepotenzialen ausgebaut. Nach der Übernahme der Mehrheit bei Graninge, dem viertgrößten Energieversorger Schwedens, zählen wir in diesem Zielmarkt jetzt ebenfalls zu den führenden Anbietern.

In Zentraleuropa, wo E.ON bereits die klare Nummer eins im Vertrieb von Strom und Gas ist, stehen insbesondere die osteuropäischen Länder im Blickpunkt. So haben wir in Tschechien Mehrheiten bei zwei bedeutenden Regionalversorgern übernommen. Anstehende Privatisierungsprozesse und eine zunehmende Marktkonsolidierung im Rahmen der EU-Osterweiterung werden uns weitere Chancen eröffnen.

Vielsprechende Möglichkeiten für weiteres Wachstum bietet auch der gesamteuropäische Beschaffungs-, Transport- und Großhandelsmarkt für Gas. Experten rechnen beim Gas künftig mit den höchsten Steigerungsraten unter den Energieträgern. An diesem Wachstum will E.ON teilhaben. Darauf bereiten wir uns beispielsweise mit dem Erwerb von Beteiligungen an ausgewählten Gasfeldern und einem gezielten Ausbau des Transportnetzes vor. Auch in Osteuropa, wo die Privatisierung von Ferngasgesellschaften ansteht, bieten sich uns interessante Investitionsmöglichkeiten.

6 Brief an die Aktionäre

Dieser kurze Überblick zeigt: Unsere vier europäischen Zielmärkte bieten noch vielfältige Wachstumsoptionen. Deshalb konzentrieren wir unsere Investitionen zurzeit ganz klar auf Europa. Für unseren fünften Zielmarkt, den Mittleren Westen der USA, sehen wir aktuell hingegen keinen strategischen Handlungsbedarf. Hier verfügen wir über eine stabile Marktposition.

Die Struktur des Konzerns haben wir passgenau auf die fünf Zielmärkte ausgerichtet. Für jede Market Unit gibt es eine Führungsgesellschaft, die direkt an das Corporate Center in Düsseldorf angebunden ist. Neben E.ON Energie, Ruhrgas und Powergen sind dies jetzt auch E.ON Nordic und LG&E Energy. Diese fünf Gesellschaften führen die operativ tätigen Business Units.

Mit den starken Wettbewerbspositionen und der marktorientierten Konzernstruktur haben wir beste Voraussetzungen geschaffen, um die Performance von E.ON weiter zu verbessern.

Im Mittelpunkt unserer Ziele steht die Wertsteigerung für Sie, unsere Aktionäre. Das ist weit mehr als ein Lippenbekenntnis. Denn dahinter stehen klar definierte und messbare Zielgrößen für die Rendite auf das eingesetzte Kapital (ROCE), das operative Ergebnis vor Steuern und Zinsen (EBIT), den Free Cashflow und die Dividende.

Die Rendite auf das eingesetzte Kapital (ROCE) wollen wir bis 2006 auf mindestens 10,5 Prozent steigern. Dass wir uns schon jetzt auf dem besten Weg dahin befinden, zeigt die jüngste Entwicklung unserer Kapitalrendite: Sie lag mit 9,9 Prozent über den Kapitalkosten von 9,5 Prozent vor Steuern.

Bei der Entwicklung des operativen Ergebnisses hat E.ON 2003 erneut deutlich zugelegt: So stieg das Betriebsergebnis um 20 Prozent auf knapp 4,6 Mrd €; das EBIT lag mit gut 6,2 Mrd € um 34 Prozent über Vorjahr. Unserem Ziel, das EBIT bis 2006 auf 6,7 Mrd € zu steigern, sind wir damit ein erhebliches Stück näher gekommen. Hierzu haben operative Verbesserungen im Kerngeschäft, Effizienzsteigerungen im Rahmen unseres Best-Practice-Programms und die Konsolidierung neu erworbener Beteiligungen im In- und Ausland beigetragen. Zudem haben die außergewöhnlich niedrigen Temperaturen im ersten Quartal zu einem hohen Ergebnisbeitrag von Ruhrgas geführt.


Der Free Cashflow erreichte 2003 den Wert von 2,9 Mrd € und lag damit über dem im letzten Sommer festgelegten Zielwert von durchschnittlich mindestens 2,4 Mrd € pro Jahr. Vor diesem Hintergrund gehen wir in unserer aktuellen Mittelfristplanung davon aus, den Zielwert auch in den kommenden Jahren deutlich zu übertreffen.

Die spürbaren operativen Verbesserungen und erneut hohe Veräußerungsgewinne aus Desinvestitionen haben zu einem Anstieg beim Konzernüberschuss um 67 Prozent auf gut 4,6 Mrd € geführt. Sie, verehrte Aktionäre, sollen an diesem Erfolg partizipieren. Unser Dividendenvorschlag für 2003 sieht eine Erhöhung um 14 Prozent auf 2,00 € je dividendenberechtigte Aktie vor. Damit liegen wir ganz auf der Linie unserer Zielvorgabe, die Dividende bis 2006 jährlich im Durchschnitt um mindestens 10 Prozent zu erhöhen.

Die erfreuliche Entwicklung zeigt, dass unsere Finanzziele zwar ambitioniert, aber erreichbar sind. Das bestätigt auch unser Ausblick für das laufende Geschäftsjahr: Demnach rechnen wir damit, unser Konzern-EBIT gegenüber dem Rekordergebnis von 2003 nochmals steigern zu können. Aber unsere Vision reicht deutlich weiter: Wir wollen aus E.ON das weltweit führende Strom- und Gasunternehmen machen. Dieser Anspruch zielt nicht nur auf reine Zahlen ab: Entscheidend für die Verwirklichung dieser Vision sind Kompetenz, Einsatzbereitschaft, Kreativität und Teamgeist der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Konzerns. Sie haben auch im vergangenen Jahr mit ihrer Begeisterung und Tatkraft E.ON weiter nach vorne gebracht. Dafür gilt allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mein herzlicher Dank. Ihr Unternehmen verfügt über eine leistungsfähige Mannschaft, die Garant für weiteren Erfolg ist. Mir ist deshalb wichtig, dieses enorme Potenzial zu nutzen und möglichst viele Mitarbeiter aus allen Bereichen unseres Geschäfts in Entscheidungsprozesse einzubinden und eine Kultur des offenen Austauschs von Wissen, Erfahrungen und Meinungen zu schaffen.

Als Projekt ist on-top abgeschlossen – als Motto gilt es weiter. Wir wollen in allem, was wir tun, noch besser werden und damit vor allem eins schaffen: Mehrwert für Sie, unsere Aktionäre.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'W. Bernotat', with a stylized, flowing script.

Dr. Wulf H. Bernotat

Dieser Brief an die Aktionäre enthält die Kennzahlen Konzernbetriebsergebnis, EBIT, ROCE und Free Cashflow (so genannte Non-GAAP financial measures), die nicht auf Basis eines US-GAAP-Rechnungslegungsstandards ermittelt wurden. Neben den Überleitungen bzw. den vergleichbaren durch US-GAAP-Rechnungslegungsstandards regulierten Größen sind zusätzliche Informationen oder Ableitungen zu jeder dieser Non-GAAP financial measures im Bericht enthalten (siehe auch die Erläuterungen zu Non-GAAP financial measures im vorderen Umschlag).

8 Vorstand



Dr. Gaul

Dr. Bergmann

Dr. Bernotat

Dr. Teyssen

Dr. Schipporeit

Dr. Krüper

Dr. Wulf H. Bernotat

geb. 1948 in Göttingen, Mitglied des Vorstandes seit 2003
Vorsitzender, Düsseldorf (seit 1. Mai 2003)

Ulrich Hartmann

geb. 1938 in Berlin, Mitglied des Vorstandes seit 1989
Vorsitzender, Düsseldorf (bis 30. April 2003)

Prof. Dr. Wilhelm Simson

geb. 1938 in Köln, Mitglied des Vorstandes seit 2000
Vorsitzender, Düsseldorf (bis 30. April 2003)

Dr. Burckhard Bergmann

geb. 1943 in Sendenhorst/Beckum, Mitglied des Vorstandes seit 2003
Upstream-Geschäft, Düsseldorf (seit 5. März 2003)

Dr. Hans Michael Gaul

geb. 1942 in Düsseldorf, Mitglied des Vorstandes seit 1990
Controlling/Unternehmensplanung, Mergers & Acquisitions und Recht, Düsseldorf

Dr. Manfred Krüper

geb. 1941 in Gelsenkirchen, Mitglied des Vorstandes seit 1996
Personal, Infrastruktur und Dienstleistungen, Einkauf und Organisation, Düsseldorf

Dr. Erhard Schipporeit

geb. 1949 in Bitterfeld, Mitglied des Vorstandes seit 2000
Finanzen, Rechnungswesen, Steuern und Informatik, Düsseldorf

Dr. Johannes Teyssen

geb. 1959 in Hildesheim, Mitglied des Vorstandes seit 2004
Downstream-Geschäft, Düsseldorf (seit 1. Januar 2004)

Generalbevollmächtigte

Dr. Peter Blau, Düsseldorf

Gert von der Groeben, Düsseldorf

Ulrich Hüppe, Düsseldorf (bis 31. Dezember 2003)

Heinrich Montag, Düsseldorf

Dr. Rolf Pohlig, Düsseldorf

Hans Gisbert Ulmke, Düsseldorf

10 Bericht des Aufsichtsrates



Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat der Vorstand uns regelmäßig, zeitnah und umfassend über die Lage des Unternehmens informiert. Wir haben die Geschäftsführung kontinuierlich überwacht und den Vorstand beratend begleitet.

Schwerpunkte der Beratungen des Aufsichtsrats

In den fünf Sitzungen des Aufsichtsrats im Geschäftsjahr 2003 haben wir uns intensiv mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen der Planung, der Geschäftsentwicklung und des Risikomanagements befasst. Zwischen den Sitzungsterminen berichtete der Vorstand schriftlich über Geschäftsvorgänge, die für die Gesellschaft von besonderer Bedeutung waren. Der Aufsichtsratsvorsitzende wurde außerdem laufend über alle wichtigen Geschäftsvorfälle und die Entwicklung der Finanzkennzahlen informiert.

Schwerpunkte unserer Beratungen waren die erfolgreiche Übernahme von Ruhrgas, das konzernweite Strategie- und Strukturprojekt on·top, die Erfüllung der Veräußerungsaufgaben aus der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb sowie die Entwicklung der energiepolitischen Rahmenbedingungen.

Ruhrgas-Übernahme vollzogen

Am 31. Januar 2003 hat sich E.ON mit den neun Unternehmen, die Beschwerde gegen die Ministererlaubnis zur Ruhrgas-Übernahme eingelegt hatten, außergerichtlich geeinigt. Die Übernahme der RAG-Beteiligung an Ruhrgas sowie die Abgabe einer Degussa-Beteiligung an die RAG wurde noch am gleichen Tag vollzogen. Durch diese Akquisition wurde die führende Stellung von E.ON im Strommarkt um eine starke Position im Gasgeschäft ergänzt. Der Aufsichtsrat hat die sich hieraus ergebenden Konsequenzen und die Integration von Ruhrgas in den E.ON-Konzern ausführlich besprochen.

on·top-Projekt

Nach der gelungenen Transformation des E.ON-Konzerns zu einem fokussierten Energieunternehmen galt es, die Konzern- und Führungsstruktur sowie die strategische Ausrichtung entsprechend anzupassen. Ferner waren Maßnahmen zur nachhaltigen Steigerung der Performance zu entwickeln. In diesem Rahmen erörterten wir umfassend die zukünftige Strategie und die damit verbundene Konzentration auf die fünf Zielmärkte Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest. Wir diskutierten ferner die zukünftige Organisationsstruktur mit den drei Ebenen Corporate Center, Market Units und Business Units sowie die Integration der Performance-Ziele in die Geschäftsplanung.

Veräußerungsaufgaben aus der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb

Der Vorstand unterrichtete uns fortlaufend über den Stand der Umsetzung der Veräußerungsaufgaben, die mit der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb verbunden waren. In diesem Zusammenhang berieten wir insbesondere den Verkauf der Beteiligungen an den Gesellschaften Bayerngas, Gelsenwasser, dem Bremer Energieversorger swb, VNG und EWE.

Energiepolitische Rahmenbedingungen

Intensiv haben wir uns mit den energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Strom- und Gaswirtschaft befasst. Dabei nahm die bevorstehende Einsetzung einer Regulierungsbehörde für Strom und Gas in Deutschland einschließlich der sich daraus ergebenden Konsequenzen breiten Raum ein. Der Vorstand informierte uns detailliert über die anstehenden gesetzgeberischen Vorhaben in der Energiepolitik und deren Auswirkungen auf die Energiewirtschaft. Schließlich diskutierten wir vor dem Hintergrund der extremen Sommerhitze in Europa sowie der Stromausfälle in den USA und in einigen europäischen Staaten eingehend Aspekte der Versorgungssicherheit und der Strompreisentwicklung.

Veränderungen im Beteiligungsportfolio

Weitere Themenschwerpunkte waren:

- die Abgabe von Viterra Energy Services,
- die Fusion von Regionalversorgern zu den neuen Energieunternehmen E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser,
- die Übernahme von Gräninge, dem viertgrößten Energieversorger Schwedens, sowie
- die Akquisition des britischen Stromversorgers Midlands Electricity.

Schließlich erörterten wir im vergangenen Jahr ausführlich die wirtschaftliche Lage der Konzerngesellschaften sowie die Investitions-, Finanz- und Personalplanung des Konzerns für das Jahr 2004 (einschließlich Rahmenplan 2005–2006). Der Vorstand unterrichtete uns darüber hinaus, in welchem Umfang derivative Finanzinstrumente eingesetzt wurden.

Corporate Governance

Wichtige Themen waren für uns auch die Änderungen des Deutschen Corporate Governance Kodex, die Regelungen des US-amerikanischen Sarbanes Oxley Act und deren Auswirkungen auf die Corporate Governance bei E.ON. In diesem Rahmen haben wir in der Dezember-Sitzung Anpassungen der Geschäftsordnungen für den Aufsichtsrat und den Präsidialausschuss beschlossen sowie über das Vergütungssystem für den Vorstand beraten (siehe Seite 201–202). In der Dezember-Sitzung haben wir außerdem die Entsprechenserklärung zum Corporate Governance Kodex gemäß § 161 Aktiengesetz verabschiedet. Die vollständige Erklärung ist im Corporate Governance Kapitel auf Seite 206 des Geschäftsberichts wiedergegeben und auf der Website www.eon.com veröffentlicht.

Sitzungen der Ausschüsse

Das Präsidium des Aufsichtsrats hat in fünf Sitzungen Berichte des Vorstands erhalten und ausführlich besprochen. Darüber hinaus hat der Finanz- und Investitionsausschuss in drei Sitzungen Investitionsvorhaben sowie die mittelfristige Planung des Konzerns behandelt. Zwischen den Sitzungsterminen hat der Ausschuss Beschlüsse zu wichtigen Transaktionen gefasst bzw. vorbereitet. Der Prüfungsausschuss befasste sich in fünf Sitzungen insbesondere mit dem Jahresabschluss, den Quartalsabschlüssen, Fragen der Rechnungslegung, des Risikomanagements und der Zusammenarbeit mit den Abschlussprüfern.

Feststellung des Jahresabschlusses

Der Jahresabschluss der E.ON AG zum 31. Dezember 2003 sowie der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht wurden durch den von der Hauptversammlung gewählten und vom Aufsichtsrat beauftragten Abschlussprüfer, die PwC Deutsche Revision Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Dies gilt auch für den Konzernabschluss, der nach US-GAAP aufgestellt ist. Dieser wurde um die gemäß § 292a HGB erforderlichen Erläuterungen ergänzt. Der vorliegende US-GAAP-Konzernabschluss befreit von der Pflicht, einen Konzernabschluss nach deutschem Recht aufzustellen. Ferner prüfte der Abschlussprüfer das Risikomanagementsystem der E.ON AG. Diese Prüfung ergab, dass das System seine Aufgaben erfüllt. Die Abschlüsse, der Lagebericht sowie die Prüfungsberichte der Abschlussprüfer wurden nach Vorprüfung durch den Prüfungsausschuss allen Mitgliedern des Aufsichtsrats ausgehändigt. Sie wurden im Prüfungsausschuss und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats – jeweils in Gegenwart des Abschlussprüfers – ausführlich besprochen.

Den Jahresabschluss der E.ON AG und den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht und den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns haben wir geprüft. Es bestanden keine Einwände. Den Bericht des Abschlussprüfers haben wir zustimmend zur Kenntnis genommen.

Den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss der E.ON AG sowie den Konzernabschluss haben wir gebilligt. Der Jahresabschluss ist damit festgestellt. Dem Lagebericht, insbesondere den Aussagen zur weiteren Unternehmensentwicklung, stimmen wir zu.

Dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands, der eine Dividende von 2 € pro dividendenberechtigte Aktie vorsieht, schließen wir uns an.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat sowie in dessen Ausschüssen

Die Amtszeit des Aufsichtsrats endete mit Ablauf der Hauptversammlung am 30. April 2003. In dieser Hauptversammlung wurden die Herren Ulrich Hartmann, Prof. Dr. Ulrich Lehner, Prof. Dr. Wilhelm Simson und Dr. Georg Frhr. von Waldenfels neu in den Aufsichtsrat gewählt. Die Herren Dr. Jochen Holzer, Dr. h.c. André Laysen, Kurt F. Viermetz und Dr. Bernd W. Voss sind mit Wirkung zum 30. April 2003 aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Alle vier Herren haben den Wandel des Konzerns zu einem international führenden Energiedienstleister mit klugem Rat und unternehmerischer Weitsicht begleitet. Wir danken ihnen auch an dieser Stelle für ihr großes Engagement zum Wohle von E.ON.

12 Bericht des Aufsichtsrates

In der Delegiertenversammlung der Arbeitnehmer am 20. März 2003 wurden die Herren Seppel Kraus, Peter Obramski und Gerhard Skupke als Arbeitnehmervertreter mit Wirkung zum 30. April 2003 neu in den Aufsichtsrat der E.ON AG gewählt. Frau Margret Mönig-Raane sowie die Herren Jan Kahmann und Armin Schreiber schieden mit Wirkung zum 30. April 2003 aus dem Aufsichtsrat aus. Wir danken Frau Mönig-Raane sowie den Herren Kahmann und Schreiber für ihre engagierte Mitwirkung in diesem Gremium und die konstruktive Zusammenarbeit.

In der konstituierenden Sitzung des Aufsichtsrats am 30. April 2003 hat der Aufsichtsrat für die Dauer seiner Amtszeit Herrn Ulrich Hartmann zum Vorsitzenden und Herrn Hubertus Schmoldt zum stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats gewählt.

Damit endete das Amt von Herrn Dr. Klaus Liesen als Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON AG. Herr Dr. Liesen hat den tief greifenden Wandel des Konzerns zu einem fokussierten Energiedienstleister mit weitsichtigem Rat und souveräner Amtsführung maßgeblich begleitet. Wir sind froh, dass er Mitglied des Aufsichtsrats bleibt.

In der konstituierenden Sitzung wählte der Aufsichtsrat neben den gesetzlichen Mitgliedern Ulrich Hartmann (Vorsitzender) und Hubertus Schmoldt (stellv. Vorsitzender) die Herren Dr. Schulte-Noelle und Blauth zu Mitgliedern des Vermittlungsausschusses. Den Präsidialausschuss bilden ebenfalls die Herren Hartmann (Vorsitzender), Schmoldt, Dr. Schulte-Noelle und Blauth. Die Herren Dr. Baumann, Blauth, Hartmann und Raschke wurden zu Mitgliedern des Prüfungsausschusses gewählt. Den Vorsitz übernahm Herr Dr. Baumann. Darüber hinaus wählte der Aufsichtsrat die Herren Dr. Cromme, Hartmann, Hinrichsen und Schmoldt zu Mitgliedern des Finanz- und Investitionsausschusses. Den Vorsitz übernahm Herr Hartmann.

Personelle Veränderungen im Vorstand

Am 1. Mai 2003 übernahm Herr Dr. Wulf H. Bernotat den Vorsitz des Vorstands der E.ON AG von den bisherigen Vorstandsvorsitzenden Ulrich Hartmann und Prof. Dr. Wilhelm Simson.

In der Aufsichtsratssitzung vom September 2002 wurde beschlossen, Herrn Dr. Wulf H. Bernotat für die Zeit vom 1. Mai 2003 bis zum 30. April 2008 zum Mitglied des Vorstands zu bestellen und zum Vorsitzenden zu ernennen.

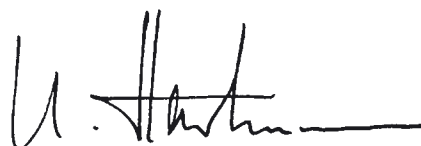
Die Herren Hartmann und Prof. Dr. Simson schieden am 30. April 2003 aus dem Vorstand der E.ON AG aus. In der Hauptversammlung wurde den ausgeschiedenen Vorstandsvorsitzenden für ihre herausragenden Verdienste um den Konzern gedankt.

In der Sitzung am 5. März 2003 wurde Herr Dr. Burckhard Bergmann mit sofortiger Wirkung zum Mitglied des Vorstands der E.ON AG bestellt; sein Mandat als Vorsitzender des Vorstands der Ruhrgas AG behält er bei. Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat in seiner Sitzung am 11. Dezember 2003 Herrn Dr. Johannes Teyssen unter Beibehaltung seines Mandates als Vorsitzender des Vorstands der E.ON Energie AG mit Wirkung zum 1. Januar 2004 zum Mitglied des Vorstands der E.ON AG bestellt.

Der Aufsichtsrat dankt den Vorständen, Betriebsräten sowie allen Mitarbeitern der E.ON AG und der mit ihr verbundenen Unternehmen für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit.

Düsseldorf, den 10. März 2004

Der Aufsichtsrat



Ulrich Hartmann
Vorsitzender

Aufsichtsrat

Ehrenvorsitzender des Aufsichtsrates

Prof. Dr. Günter Vogelsang
Düsseldorf

Aufsichtsrat

Ulrich Hartmann
Vorsitzender des Aufsichtsrates
der E.ON AG, Düsseldorf
(seit 30. 4. 2003)

Hubertus Schmoldt
Vorsitzender der
Industriegewerkschaft Bergbau,
Chemie, Energie, Hannover
stellv. Vorsitzender

Günter Adam
Industriemeister, Hanau

Dr. Karl-Hermann Baumann
Vorsitzender des Aufsichtsrates
der Siemens AG, München

Ralf Blauth
Industriekaufmann, Marl

Dr. Rolf-E. Breuer
Vorsitzender des Aufsichtsrates der
Deutsche Bank AG,
Frankfurt am Main

Dr. Gerhard Cromme
Vorsitzender des Aufsichtsrates der
ThyssenKrupp AG,
Düsseldorf

Wolf Rüdiger Hinrichsen
kfm. Angestellter, Düsseldorf

Ulrich Hocker
Hauptgeschäftsführer der Deutsche
Schutzvereinigung für Wertpapier-
besitz e.V., Düsseldorf

Dr. Jochen Holzer
Senator e.h., ehem. Vorsitzender des
Aufsichtsrates der VIAG AG, München
(bis 30. 4. 2003)

Jan Kahmann
Mitglied des Bundesvorstandes der
Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft
ver.di, Berlin
(bis 30. 4. 2003)

Eva Kirchhof,
Dipl.-Physikerin, Marl

Seppel Kraus
Gewerkschaftssekretär, München
(seit 30. 4. 2003)

Prof. Dr. Ulrich Lehner
Vorsitzender der Geschäftsführung der
Henkel-Gruppe, Düsseldorf
(seit 30. 4. 2003)

Dr. h.c. André Leysen
Ehrenvorsitzender des Verwaltungs-
rates der GEVAERT N.V., Mortsel
(bis 30. 4. 2003)

Dr. Klaus Liesen
Ehrenvorsitzender des Aufsichtsrates
der Ruhrgas AG, Essen
(Vorsitzender bis 30. 4. 2003)

Margret Mönig-Raane
stellv. Vorsitzende des Bundesvorstan-
des der Vereinten Dienstleistungs-
gewerkschaft ver.di, Berlin
(bis 30. 4. 2003)

Peter Obramski
Gewerkschaftssekretär, Gelsenkirchen
(seit 30. 4. 2003)

Ulrich Otte
Leittechniker, München

Klaus-Dieter Raschke
Steuerfachgehilfe, Nordenham

Armin Schreiber
Elektriker, Grafenrheinfeld
(bis 30. 4. 2003)

Dr. Henning Schulte-Noelle
Vorsitzender des Aufsichtsrates der
Allianz AG, München

Prof. Dr. Wilhelm Simson
München
(seit 30. 4. 2003)

Gerhard Skupke
Gasmonteur, Fürstenwalde
(seit 30. 4. 2003)

Kurt F. Viermetz
Ehemaliger Vice-Chairman und Director
of the Board der J.P. Morgan & Co., Inc.,
New York
(bis 30. 4. 2003)

Dr. Bernd W. Voss
Mitglied des Aufsichtsrates der
Dresdner Bank AG,
Frankfurt am Main
(bis 30. 4. 2003)

Dr. Georg Frhr. von Waldenfels
Staatsminister a.D., Rechtsanwalt,
München
(seit 30. 4. 2003)

Ausschüsse des Aufsichtsrates

Präsidialausschuss
Ulrich Hartmann, Vorsitzender
Hubertus Schmoldt
Ralf Blauth
Dr. Henning Schulte-Noelle

Prüfungsausschuss
Dr. Karl-Hermann Baumann,
Vorsitzender
Ralf Blauth
Ulrich Hartmann
Klaus-Dieter Raschke

Finanz- und
Investitionsausschuss
Ulrich Hartmann, Vorsitzender
Dr. Gerhard Cromme
Wolf Rüdiger Hinrichsen
Hubertus Schmoldt

14 Wichtige Ereignisse des Jahres 2003

Januar

E.ON schließt einen Vertrag über die Veräußerung ihrer knapp 16-prozentigen Beteiligung an Bouygues Telecom ab, dem drittgrößten Mobilfunkunternehmen Frankreichs. Der Bouygues-Konzern übernimmt die Anteile im Laufe des Jahres in zwei Schritten.

E.ON einigt sich außergerichtlich mit den neun Unternehmen, die gegen die Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf Beschwerde eingelegt hatten. Alle Beschwerdeführer ziehen ihre Beschwerden zurück. Die Übernahme der Ruhrgas-Anteile von der RAG wird noch am gleichen Tag vollzogen. Bis Anfang März werden 100 Prozent der Ruhrgas-Anteile von E.ON erworben.

Das freiwillige öffentliche Übernahmeangebot der RAG an alle Degussa-Aktionäre wird, nachdem alle aufschiebenden Bedingungen fristgerecht erfüllt waren, wirksam. RAG verfügt nun über 46,48 Prozent der Degussa-Aktien. E.ON hält Anteile in gleicher Höhe, die übrigen 7,04 Prozent befinden sich im Streubesitz. In einem zweiten Schritt wird RAG am 31. Mai 2004 weitere 3,62 Prozent Degussa-Aktien von E.ON erwerben und somit über einen Anteil von 50,1 Prozent verfügen. E.ON wird dann einen Anteil von 42,86 Prozent an Degussa halten.

April

Viterra veräußert ihre Dienstleistungsgesellschaft Viterra Energy Services an den Finanzinvestor CVC Capital Partners. Damit hat Viterra den Ausstieg aus dem Servicegeschäft erfolgreich abgeschlossen.



Mai

Herr Dr. Wulf H. Bernotat übernimmt den Vorsitz des Vorstands der E.ON AG von den bisherigen Vorstandsvorsitzenden Ulrich Hartmann und Prof. Dr. Wilhelm Simson. Ulrich Hartmann wird Vorsitzender des Aufsichtsrats, Prof. Dr. Wilhelm Simson Mitglied des Aufsichtsrats.

Das konzernweite Struktur- und Strategieprojekt on·top wird gestartet.

Juni

Ruhrgas erwirbt vom amerikanischen Mineralölkonzern ConocoPhillips eine 15-prozentige Beteiligung am Njord-Feld, einem Gas- und Ölvorkommen in der Norwegischen See. Das Njord-Feld enthält Reserven von insgesamt gut 10 Mrd m³ Erdgas und 51 Mio Barrel Öl.

In der ordentlichen Hauptversammlung von E.ON Bayern wird der Beschluss gefasst, dass E.ON Energie als Hauptaktionärin die Aktien der Minderheitsaktionäre von E.ON Bayern im Rahmen eines so genannten Squeeze-out-Verfahrens übernimmt.

August

Zur weiteren Straffung der Vertriebsstrukturen werden die Unternehmen Schleswig, Hein Gas und Hanse Gas rückwirkend zum 1. Januar 2003 zum neuen norddeutschen Energieunternehmen E.ON Hanse fusioniert.

Die Regionalversorger Elektrizitätswerk Wesertal (EWW), Pesag und Elektrizitätswerk Minden-Ravensberg (EMR) werden ebenfalls rückwirkend zum 1. Januar 2003 verschmolzen. Das neue Unternehmen heißt E.ON Westfalen Weser.

Die Ergebnisse der ersten Phase des konzernweiten on-top-Projekts werden bekannt gegeben. Nach dem erfolgreichen Umbau des Konzerns zu einem Energieunternehmen stehen bei E.ON jetzt die Verbesserung der Rentabilität durch Steigerung der Effizienz und gezielte wertschöpfende Akquisitionen im Vordergrund. Im Projekt on-top werden dazu klare Leitlinien definiert.

September

E.ON Energie veräußert ihre 80,5-prozentige Gelsenwasser-Beteiligung an ein Gemeinschaftsunternehmen der Stadtwerke Dortmund und der Bochumer Stadtwerke. Damit erfüllt E.ON eine Auflage der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb.

E.ON Energie erreicht Mehrheiten bei den tschechischen Stromregionalversorgern JME und JCE. Gleichzeitig trennt sich E.ON Energie von ihren Minderheitsanteilen an den tschechischen Stromregionalversorgern ZCE und VCE.

Oktober

Powergen einigt sich mit den amerikanischen Energieunternehmen Aquila und FirstEnergy über den Erwerb des britischen Stromversorgers Midlands Electricity. Die Transaktion wird Anfang des Jahres 2004 abgeschlossen.

November

Sydkraft erwirbt durch die Übernahme von 38,6 Prozent der Anteile an Gräninge die Mehrheit am viertgrößten Energieversorger Schwedens und unterbreitet den außenstehenden Aktionären ein öffentliches Übernahmeangebot. Nach dessen Ablauf im Januar 2004 hält Sydkraft an Gräninge 97,5 Prozent.

Auf der außerordentlichen Hauptversammlung der Thüga am 28. November 2003 wird der Beschluss gefasst, dass E.ON die Aktien der Minderheitsaktionäre der Thüga im Rahmen eines Squeeze-out-Verfahrens übernimmt.

Entsprechend den Auflagen der Ministererlaubnis im Verfahren E.ON/Ruhrgas veräußern E.ON Energie und Ruhrgas ihre Anteile von jeweils 22 Prozent an Bayerngas. Die Stadtwerke München, Augsburg, Regensburg und Ingolstadt sowie die Stadt Landshut übernehmen die Anteile.

E.ON erfüllt eine weitere Auflage der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb und veräußert die 32,4-prozentige Beteiligung am Bremer Energieversorger swb an die EWE, Oldenburg.

Dezember

E.ON schließt Vereinbarungen zur Abgabe ihrer Beteiligungen an EWE und VNG ab. Damit sind sämtliche Veräußerungsauflagen aus der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb fristgerecht erfüllt.



* Transparenz

*Transparenz

Gegenüber unseren Investoren und Mitarbeitern wollen wir größtmögliche Offenheit gewährleisten. Deshalb haben wir zum Beispiel unsere finanziellen Ziele bis 2006 genau beziffert und veröffentlicht. Unsere Berichterstattung werden wir an die neue Organisationsstruktur anpassen und noch transparenter gestalten. Damit Sie Ihre Entscheidungen auf einer möglichst breiten Grundlage treffen können, finden Sie in diesem Geschäftsbericht wie auch in unseren weiteren Publikationen umfassende und aktuelle Informationen über alle Geschäftsbereiche.



20 on·top

Ausgangssituation zu Beginn des Jahres 2003

E.ON hat sich in den letzten Jahren durch bedeutende Akquisitionen und Desinvestitionen von einem diversifizierten Konglomerat hin zu einem fokussierten Strom- und Gasunternehmen entwickelt. Lagen vor drei Jahren noch mehr als zwei Drittel des Capital Employed außerhalb des Energiegeschäfts, sind heute fast 90 Prozent des Kapitals im Kerngeschäft Energie gebunden. Nach diesem großen Umbruch galt es, die bisherige Konzern- und Führungsstruktur, die strategische Ausrichtung und die Leistungsfähigkeit der neuen Struktur des Konzernportfolios anzupassen. Dazu waren folgende Fragen zu klären:

- Wie soll das Energiegeschäft zukünftig geführt werden?
- Wo sollen mittelfristig die strategischen Investitionsschwerpunkte liegen?
- Welche Organisationsstruktur ist für das Energieunternehmen am besten geeignet?
- Wie wird E.ON zum Top-Performer der Branche?

Um Antworten auf diese Fragen zu finden, haben wir ein konzernübergreifendes Projekt aufgesetzt.

Rückblickend stelle ich mir die Frage, was on·top eigentlich im Konzern wesentlich geändert hat. Es ist nicht das Revolutionäre, sondern die Vielzahl der aufeinander abgestimmten Optimierungsschritte, die dieses Projekt kennzeichnen. Aber gerade das wird für die Nachhaltigkeit der Ergebnisse von on·top sorgen.



Dr. Dierk Paskert,
Bereichsleiter Corporate Development, E.ON AG

Projektstart im Mai 2003

Das Projekt mit dem Namen on·top wurde im Mai 2003 von über 100 Mitarbeitern aus allen großen Konzernunternehmen gestartet. Diese bildeten verschiedene Projektteams, die das weitere Vorgehen festlegten.

In den folgenden Wochen wurden gemeinsam Vorschläge zu den einzelnen Themenbereichen erarbeitet und auf zwei Führungskräfteveranstaltungen diskutiert. Danach wurden Leitlinien festgelegt und die wesentlichen Entscheidungen getroffen.

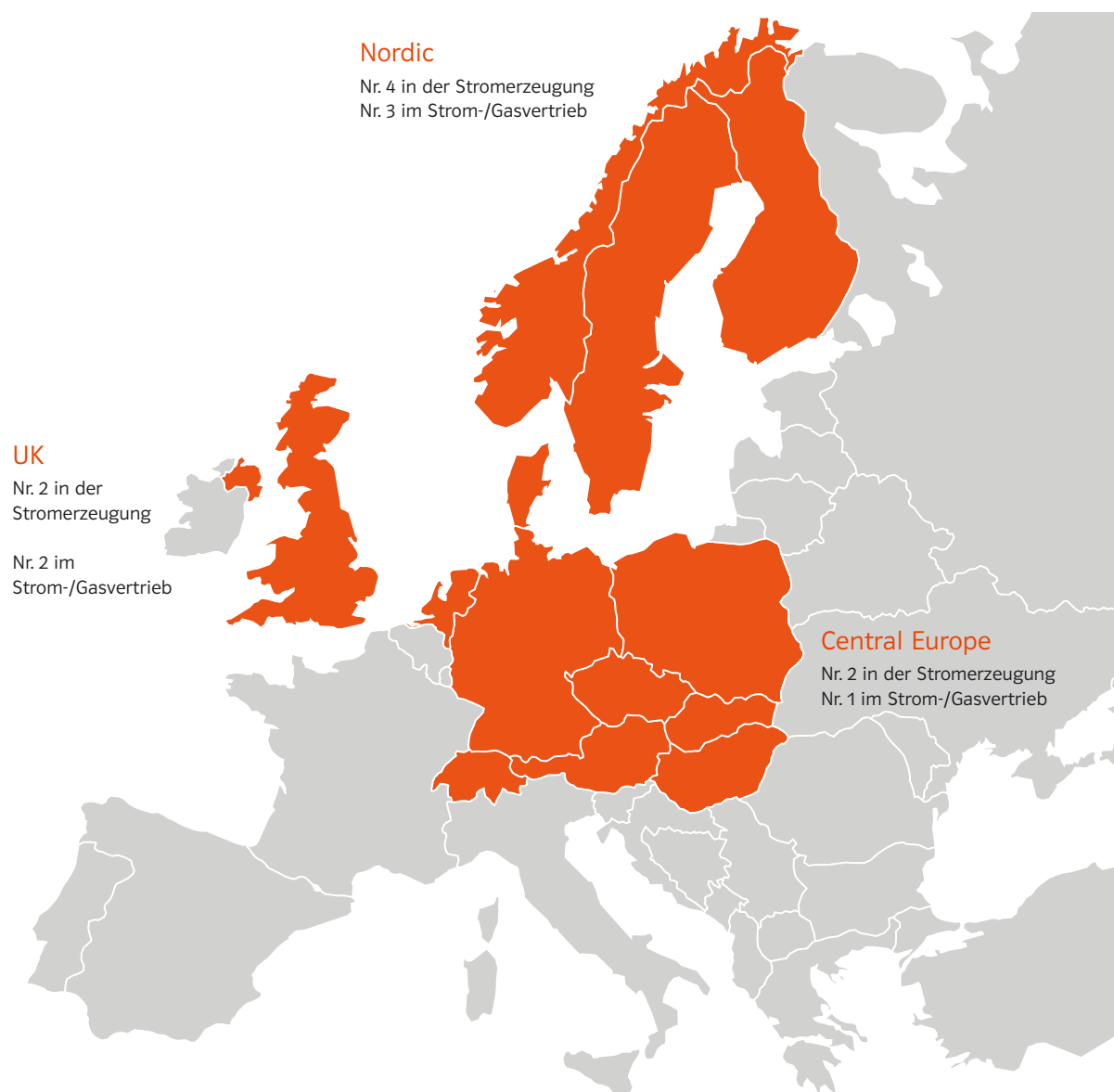
Bekanntgabe der Ergebnisse im August 2003

Drei Monate nach dem Projektstart haben wir die Ergebnisse dieser intensiven Arbeit der Öffentlichkeit vorgestellt. Dabei wurden mittelfristige Leitlinien für E.ON formuliert:

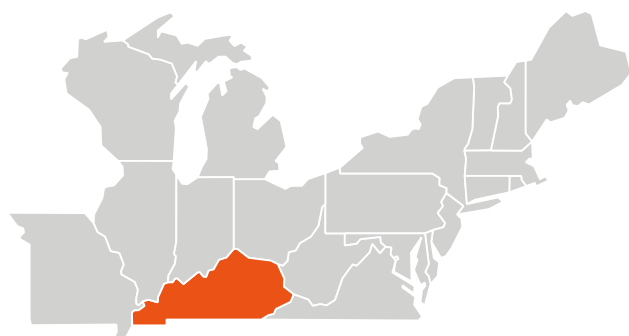
- das klare Bekenntnis zum Strom- und Gasgeschäft sowie zur fortschreitenden Konvergenz dieser leitungsgebundenen Energien
- eine marktorientierte Organisationsstruktur
- die Konzentration auf ***Integration** und Steigerung der ***Performance**
- der Investitionsfokus auf Europa

Im Rahmen der Portfoliostrategie wurde über die einzelnen Wertschöpfungsstufen das integrierte Geschäftsmodell mit dem Fokus auf Strom und Gas bestätigt und die Konzentration auf fünf Zielmärkte mit führenden Positionen von E.ON definiert – Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest. Potenzielle neue Märkte sind für uns Italien und Russland. Innerhalb der Zielmärkte gibt es klare Prioritäten. Es ist strategisch notwendig, unsere Wettbewerbsposition in den europäischen Strom- und Gasmärkten gezielt weiter zu stärken. Deshalb liegt mittelfristig der Fokus unserer Investitionen auf Europa – und dabei insbesondere auf Investitionen zur Ergänzung und Konsolidierung des Geschäfts. Großakquisitionen sind nicht geplant.

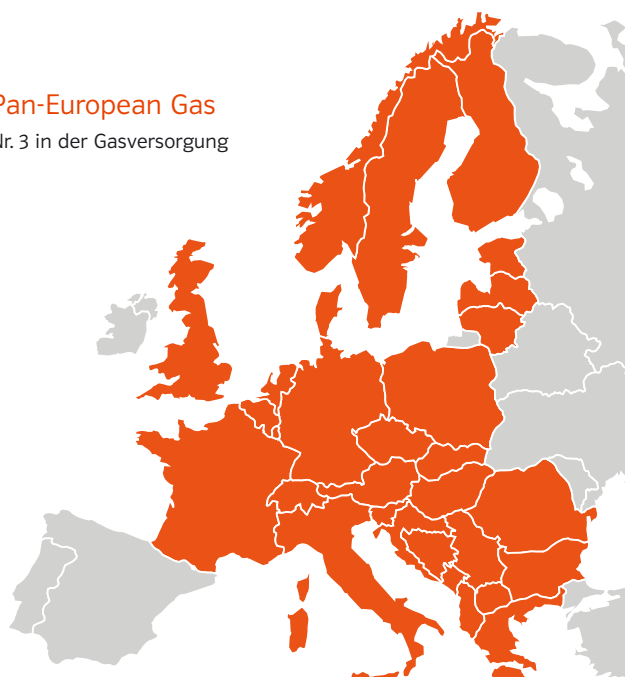
Unsere Organisationsstruktur haben wir marktorientiert ausgerichtet. Drei Organisationsebenen werden von nun an unterschieden. Hauptaufgabe des Corporate Center in Düsseldorf ist die Führung von E.ON als integriertes Energieunternehmen, die marktübergreifende Steuerung des Gesamtgeschäfts und die laufende Optimierung des Portfolios. Die Führungsgesellschaften der fünf Market Units steuern



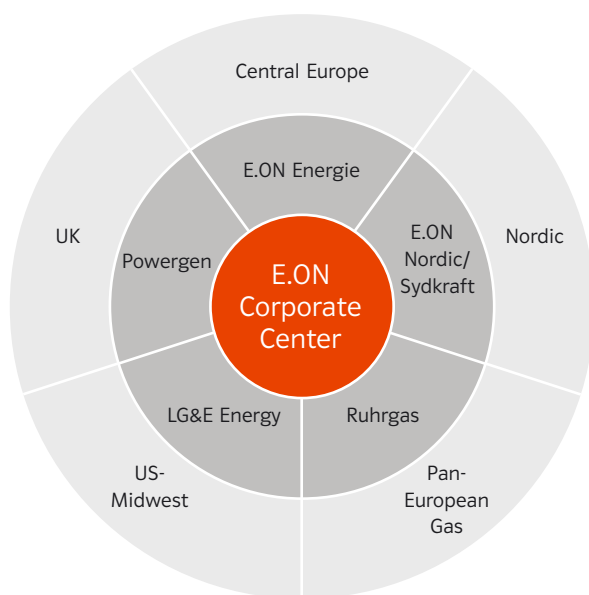
US-Midwest, Kentucky:
Nr. 1 in der Stromerzeugung
Nr. 1 im Strom-/Gasvertrieb



Pan-European Gas
Nr. 3 in der Gasversorgung



22 on·top



die einzelnen Märkte bzw. Regionen dezentral. Die Verantwortung für die operative Steuerung liegt in Business Units.

Unser fokussiertes Energieunternehmen soll durch ein starkes Corporate Center geführt werden. Um die Kompetenz in Bezug auf Strom- und Gasfragen zu erhöhen, werden im Corporate Center drei neue Funktionen geschaffen: Die Funktion „Marktmanagement“ trägt zur marktübergreifenden Optimierung des Energiegeschäfts bei, „Operational Excellence“ initiiert die konzernweite Anwendung von Best Practices und die Funktion „Regulierung“ schließlich koordiniert übergreifende Regulierungsfragen. Langfristige Energieszenarien und der Einfluss neuer Technologie auf unser Geschäft werden künftig im Bereich Corporate Development erörtert. Darüber hinaus wollen wir das Human Resources Management für die Top-Führungskräfte im Corporate Center zentralisieren. Ferner wird eine gemeinsame Identität für den neu formierten E.ON-Konzern entwickelt.

Ambitionierte Ziele

E.ON hat sich ambitionierte finanzielle Ziele gesetzt. So soll der Return on Capital Employed (ROCE¹⁾) von 9,2 Prozent im Jahr 2002 bis zum Jahr 2006 auf mindestens 10,5 Prozent gesteigert werden. Um dieses Ziel zu erreichen, wollen wir im gleichen Zeitraum das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT¹⁾) um 2 Mrd € verbessern. Hierzu soll neben der Einbeziehung neuer Gesellschaften und organischem ***Wachstum** ein Programm zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung beitragen, das wir bereits aufgesetzt haben. Weitere finanzielle Ziele bis zum Jahr 2006 sind ein kumulierter Free Cashflow¹⁾ von jedenfalls 9,5 Mrd € und ein durchschnittliches zweistelliges prozentuales ***Wachstum** der Dividende. Zusätzlich wollen wir mindestens ein „starkes A“-Rating beibehalten, um unsere finanzielle ***Flexibilität** zu erhalten.

Beginn der Umsetzungsphase im September 2003

Unverzüglich nachdem wir die Ergebnisse bekannt gegeben hatten, begann die Umsetzungsphase des on·top-Projekts. Daran waren über 25 Projektteams unter Leitung von Führungskräften aus allen Konzernunternehmen beteiligt. Schwerpunkte waren hierbei:

Integration

Etablierung von E.ON Nordic/Sydkraft, Powergen und LG&E Energy als Führungsgesellschaften der Market Units mit direkter Anbindung an das Corporate Center, Umhängung von Gesellschaften wie beispielsweise Thüga oder Gasbeteiligungen in Ungarn und Tschechien, Optimierung der Strom/Gas- und Gas/Gas-Schnittstellen zwischen den Market Units.

Performance

Integration der Performance-Ziele in die Geschäftsplanung, Optimierung der Corporate-Center-Funktionen, Diskussion zur Kapitalproduktivität.

Führung

Stärkung des Führungsanspruchs des Corporate Center, Ausgestaltung der neuen Energiefunktionen im Corporate Center, Anpassung der Geschäftssteuerung, Einführung des zentralen HR-Managements der Top-Führungskräfte sowie weitere Schritte zur Entwicklung der E.ON-Identität.

Am 1. Januar 2004 konnte die Arbeit in der neuen Struktur erfolgreich beginnen.

1) ROCE, EBIT und Free Cashflow sind Non-GAAP financial measures. Wir erwarten für das Jahr 2006 eine Bilanzsumme von etwa 110 Mrd € und einen Konzernüberschuss von etwa 3,4 Mrd € gemäß US-GAAP.

Strategie und geplante Investitionen

23

Investitionen: Planung 2004–2006		
	Mrd €	%
Central Europe	5,4	39
Pan-European Gas	1,7	12
UK	1,7	12
Nordic	3,7	27
US-Midwest	0,9	7
Sonstiges	0,4	3
Summe	13,8	100

Erfolgreicher Konzernumbau

Mit Erfolg konnten wir im Jahr 2003 den Konzernumbau weiter vorantreiben. Die Übernahme der Ruhrgas zu Beginn des Jahres hat E.ONs Position als führendes integriertes Strom- und Gasunternehmen eindrucksvoll verstärkt. Nach der damit verbundenen Abgabe eines Teils unserer Degussa-Beteiligung konnten wir unsere Bouygues Telecom-Anteile und Viterria Energy Services veräußern.

Überprüfung der mittelfristigen strategischen Ausrichtung

Im Rahmen des Projektes on-top haben wir unsere mittelfristige strategische Ausrichtung überprüft und in ihren wesentlichen Eckpunkten festgelegt. Dabei ging es uns nicht um radikale Veränderungen, sondern darum, Wege zu finden, wie wir nach den bedeutenden Wachstumsschritten der vergangenen Jahre mit gezielten Arrondierungen und Feinjustierungen die neue Aufstellung des E.ON-Konzerns als fokussiertes Energieunternehmen optimal nutzen können. Unser Ziel ist es, durch weitere Steigerungen unserer Ertragskraft und Rentabilität Mehrwert für unsere Aktionäre zu schaffen. Dazu wollen wir operativ kontinuierlich besser werden und unsere Leistung weiter steigern. Die guten strategischen Positionen im Strom- und Gasgeschäft werden wir mit gezielten Investitionen in klar abgegrenzten europäischen Zielmärkten ausbauen.

on-top hat bestätigt, dass die klare ***Fokussierung** unseres Produktportfolios auf Strom und Gas die richtige Antwort auf die Herausforderungen der Märkte ist. Nach der Übernahme von Ruhrgas hat E.ON, wie bereits im Stromgeschäft, jetzt auch beim Gas starke Marktpositionen auf den wesentlichen Stufen der Wertschöpfung – von der Beschaffung über Transport und Großhandel bis zum Endkunden. Diese Kombination bietet uns die Möglichkeiten, das Zusammenwachsen der Strom- und Gasmärkte auf der Vertriebsstufe aktiv zu gestalten. Auf längere Sicht wird Gas zudem auch in Deutschland eine immer wichtigere Rolle als Brennstoff in der Stromerzeugung spielen.

Das on-top-Projekt war für die Konzernunternehmen eine hervorragende Chance, noch enger zusammenzuarbeiten. Nicht nur, um zu erkunden, welche strategischen Vorteile ein gemeinsames Vorgehen bietet, sondern auch, um einen kontinuierlichen Dialog zu den strategischen Kernfragen für die einzelnen Market Units zu eröffnen.



Michael Lewis, Leiter Corporate Development
Nordic, UK & US, E.ON AG

Der Schwerpunkt der Weiterentwicklung des Konzerns liegt in nächster Zeit vor allem darauf, die in den letzten Jahren erworbenen Unternehmen in den Konzern zu integrieren und die Organisation an die Notwendigkeiten eines integrierten reinen Energieunternehmens anzupassen. Ebenso sind weitere Arrondierungen zur Absicherung unserer Marktpositionen geplant. Große Wachstumsschritte sind nicht vorgesehen.

24 Strategie und geplante Investitionen

Gute Perspektiven für unsere Market Units

In der Market Unit Central Europe liegt der Schwerpunkt der strategischen Entwicklung auf der ***Integration** der Marktpositionen und der Stärkung der länderübergreifenden Zusammenarbeit. Wertsteigerung wollen wir erreichen, indem wir die Kostenführerschaft ausbauen unter Berücksichtigung der anstehenden Veränderung der politischen Rahmenbedingungen, wie z.B. der Einführung von Regulator und Emissionsrechtehandel. Dazu wollen wir vor allem durch den internationalen Austausch der Erfahrungen innerhalb der E.ON-Gruppe neue Anregungen gewinnen, um damit konkrete Ergebnisverbesserungen zu erzielen.

Die Market Unit Pan-European Gas steht vor den Chancen und Herausforderungen eines Gasmarktes, der sich auch außerhalb von Deutschland weiter liberalisiert. Dazu gehören zunächst die Veränderungen, die die vollständige Abwicklung der längerfristig wirkenden Auflagen der Ministererlaubnis (siehe Seite 92 dieses Berichts) mit sich bringt. Einen wesentlichen Schwerpunkt bildet daneben die Optimierung der Gasversorgung der einzelnen Market Units im E.ON-Konzern und der dazu notwendigen Infrastruktur. Ferner bieten sich aber Chancen durch die Öffnung der Märkte im östlichen Zentraleuropa, in denen leistungsstarke Partner gefragt sind. Die Ausweitung des Anteils an eigenproduziertem Gas im Beschaffungsportfolio soll darüber hinaus die Position des Gasgeschäftes weiter stärken. Damit geht E.ON konsequent den Weg der ***Integration** aller Wertschöpfungsstufen weiter, der mit der Übernahme der Ruhrgas begonnen wurde.

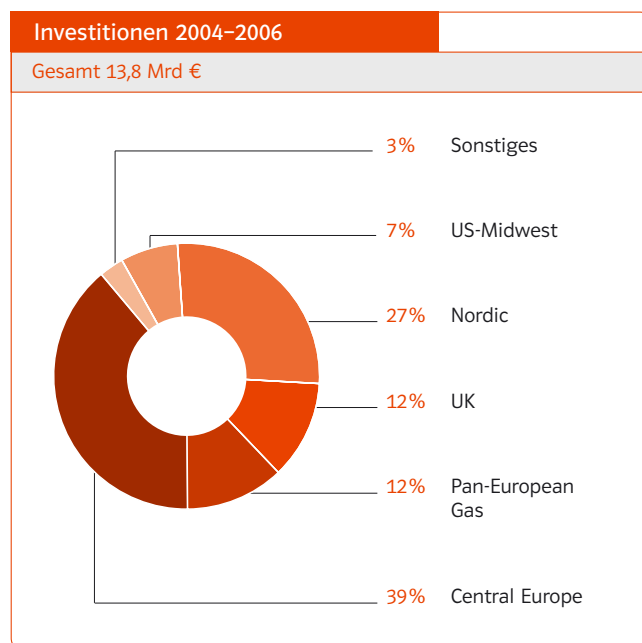
In der Market Unit UK steht die Optimierung des Erzeugungsportfolios im Vordergrund der strategischen Weiterentwicklung. Notwendig wird eine Anpassung des Portfolios vor allem durch die Einführung des Emissionsrechtehandels und die politischen Forderungen hinsichtlich des Einsatzes erneuerbarer Energien. Darüber hinaus ist die Reinvestition in die Distributionsnetze vor dem Hintergrund des strikten regulatorischen Regimes ein weiterer strategischer Schwerpunkt. Kontinuierliche Wertsteigerung durch Verbesserungen der ***Effizienz** im Rahmen des konzernweiten Operational-Excellence-Programmes ist – wie in allen Market Units – ein dauerhafter Bestandteil jeder weiteren Entwicklung.

Für die Market Unit Nordic ist die ***Integration** von Graninge sowie die Umsetzung der neuen Führungsstruktur für die gesamten nordeuropäischen Aktivitäten von besonderer Bedeutung. Darüber hinaus sind allenfalls kleinere Arrondierungen im schwedischen oder finnischen Markt zu erwarten. Dabei stehen sowohl Erzeugungsaktivitäten als auch Vertriebs- und Vertriebsaktivitäten im Fokus.

Die Market Unit US-Midwest konzentriert sich in den nächsten Jahren auf eine weitere Steigerung der ***Performance** und auf die Optimierung des bestehenden Geschäftes. Mittelfristig sind keine weiteren Akquisitionsschritte in den USA geplant.

Investitionsplan

Die Investitionsplanung folgt unserer Strategie der Konsolidierung und ***Integration**. Der E.ON-Konzern plant im Mittelfristzeitraum 2004–2006 Investitionen in Höhe von 13,8 Mrd €. Mit 8,7 Mrd € entfällt der überwiegende Teil hiervon auf Sachanlagen. Schwerpunkte sind hier die Instandhaltung und der Ausbau der Strom- und Gasnetze sowie Umweltschutzmaßnahmen in der Stromerzeugung. Die Beteiligungsinvestitionen von 5,1 Mrd € dienen vor allem der Arrondierung



bestehender Marktpositionen. Größere externe Wachstumschritte sind nicht vorgesehen. Über 60 Prozent der geplanten Investitionen werden wir im Ausland tätigen, was das mittlerweile erreichte Maß der Internationalisierung des E.ON-Konzerns widerspiegelt.

Die Planung ist entsprechend der im Rahmen des on-top-Projektes erarbeiteten Segmentierung des Konzerns nach Market Units ausgerichtet:

- Für die Market Unit Central Europe sind Investitionen von 5,4 Mrd € vorgesehen. Davon entfallen fast 80 Prozent auf Sachanlagen in der Stromerzeugung und im Netz. Die Investitionen in Finanzanlagen von 1,1 Mrd € dienen der Aufstockung bestehender Beteiligungen. Hierbei sind insbesondere ein möglicher Ausbau der Beteiligung am slowakischen Stromverteiler ZSE sowie erwartete Auszahlungen an die Minderheitsaktionäre im Rahmen des Squeeze-out-Verfahrens bei E.ON Bayern berücksichtigt.
- Die Market Unit Pan-European Gas plant Investitionen von 1,7 Mrd €. Hier sind Beteiligungsinvestitionen von rund 0,9 Mrd € enthalten – unter anderem für Projekte zur Sicherung der Gasversorgung und für den Ausbau der Marktposition von Thüga in Italien. Außerdem werden Akquisitionsmöglichkeiten durch die anstehenden Privatisierungen in Mittel- und Osteuropa erwartet. Sachanlageinvestitionen werden vorrangig im Netzbereich durchgeführt.
- Die Market Unit UK sieht Investitionen von 1,7 Mrd € vor. Diese Mittel fließen vor allem in Sachanlagen für die Stromerzeugung und -verteilung.
- In der Market Unit Nordic sind Investitionen von 3,7 Mrd € geplant. Gut 70 Prozent entfallen dabei auf Beteiligungserwerbe im Rahmen der erwarteten Ausübung von Put-Optionen anderer Gesellschafter bei Sydkraft und E.ON Finland sowie auf die Akquisition noch ausstehender Gräninge-Anteile. Die Sachanlageinvestitionen entfallen größtenteils auf die Strom- und Wärmeerzeugung sowie die Stromverteilung.
- Die Market Unit US-Midwest führt ausschließlich Sachanlageinvestitionen durch. Insgesamt werden 0,9 Mrd € investiert, vornehmlich in die Instandhaltung von Kraftwerken und Netzen.



* Wachstum

* Wachstum

Natürlich wollen wir auch in Zukunft wachsen. Aber sehr fokussiert mit strengen finanziellen Kriterien, um somit den größtmöglichen Wert für unsere Anleger zu schaffen. Mit unserem derzeitigen Investitionsschwerpunkt auf Zielmärkte in Europa wollen wir unsere bestehenden Marktpositionen stärken und mit den erworbenen Gesellschaften einen schlagkräftigen Energiekonzern formen. Beispiele hierfür sind der Erwerb und die Integration von Graninge in Schweden und Midlands Electricity in Großbritannien.



Lagebericht

E.ON-Konzern			
in Mio €	2003	2002 ¹⁾	+/- %
Umsatz	46.364	36.624	+27
EBITDA ²⁾	9.458	7.558	+25
EBIT ²⁾	6.228	4.649	+34
Betriebsergebnis ³⁾	4.565	3.817	+20
Konzernüberschuss	4.647	2.777	+67
ROCE ⁴⁾ (in %)	9,9	9,2	+0,7 ⁵⁾
Kapitalkosten (in %)	9,5	9,5	-
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.538	3.614	+53
Investitionen	9.196	24.159	-62
Mitarbeiter (31.12.)	66.549	101.336	-34

1) um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasste Werte (vgl. Erläuterungen auf S. 133-141)
 2) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Betriebsergebnis siehe S. 112-113
 3) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 36
 4) Non-GAAP financial measure, Ableitung siehe S. 55-57
 5) Veränderung in Prozentpunkten

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

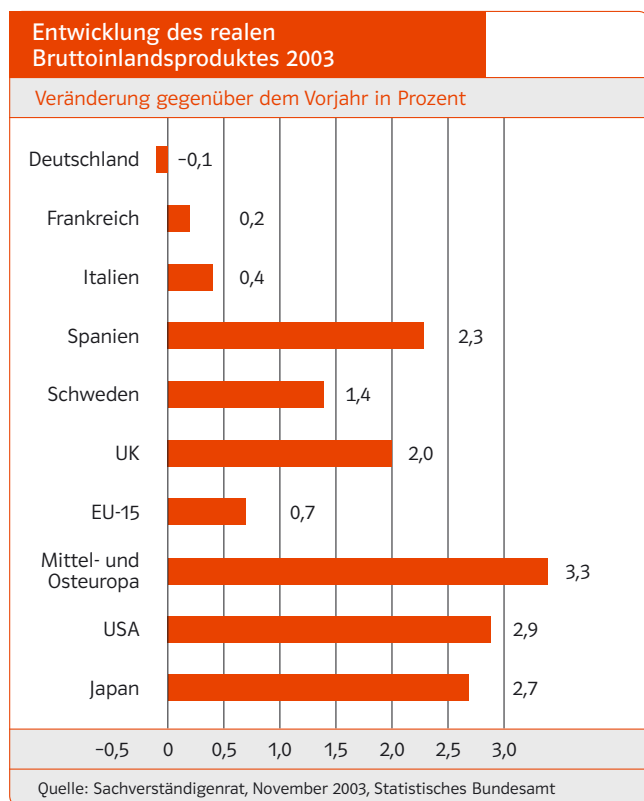
In der Weltwirtschaft mehrten sich gegen Ende des Jahres 2003 die Zeichen dafür, dass der Aufschwung wieder an Kraft gewinnt, nachdem die Entwicklung zu Beginn des Jahres durch die Krise im Irak stark belastet worden war. In den großen Industrieländern erholten sich die Aktienmärkte, und die Erwartungen der Unternehmen und Verbraucher hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung verbesserten sich. Der Welthandel nahm im Jahr 2003 um 3,7 Prozent zu (Schätzung des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland) nach 3,2 Prozent im Jahr 2002. Die Weltproduktion stieg 2003 um real 3,5 Prozent nach 3,0 Prozent im Jahr 2002. Getragen wurde das ***Wachstum** sowohl von den Industrieländern als auch von den Schwellen-

ländern. Hier ist vor allem der deutliche Zuwachs in China zu erwähnen. Der Ölpreis, der zu Anfang des Jahres krisenbedingt auf fast 35 US-Dollar je Barrel gestiegen war, blieb im weiteren Jahresverlauf im Durchschnitt auf einem Niveau knapp oberhalb des von der OPEC anvisierten Bandes von 22 bis 28 US-Dollar.

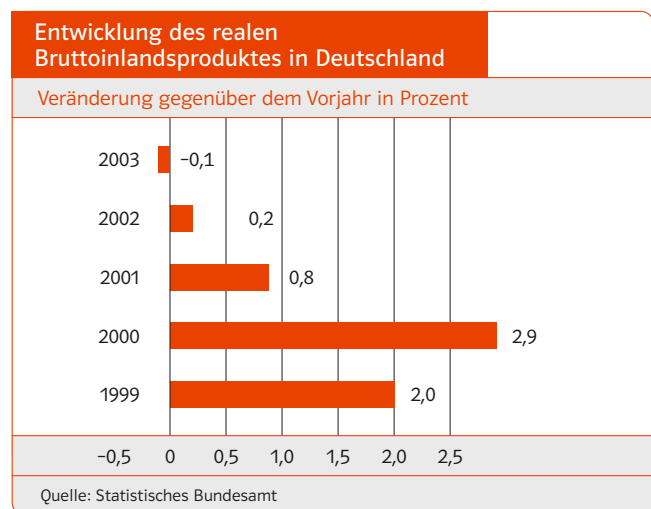
In den USA verlief die konjunkturelle Entwicklung im Jahr 2003 stetig positiv mit einer deutlichen Beschleunigung des wirtschaftlichen ***Wachstums** im dritten Quartal. Getragen war die wirtschaftliche Dynamik wiederum von der Zunahme des privaten Konsums, gestützt durch eine expansive Geld- und Fiskalpolitik. Daneben profitierte die US-Wirtschaft 2003 davon, dass auch bei den privaten Investitionen die Konjunktur wieder ansprang. Schließlich sorgte der kräftige Anstieg der Staatsausgaben, vor allem bei der Verteidigung, für zusätzliche Impulse. Die noch nicht ausgelasteten Kapazitäten sowie die Lage am Arbeitsmarkt ließen keinen inflationären Druck aufkommen, sodass die Verbraucherpreise in den USA im Jahr 2003 nur gemäßigt um 2,3 Prozent nach 1,6 Prozent im Vorjahr stiegen.

Im Euro-Raum verlief die wirtschaftliche Entwicklung im Jahr 2003 recht verhalten. Das Bruttoinlandsprodukt stieg lediglich um real 0,4 Prozent nach ebenfalls schwachen real 0,9 Prozent im Vorjahr. Bei gedämpfter außenwirtschaftlicher Entwicklung gingen die vergleichsweise stärksten Impulse vom privaten Konsum aus. Die Investitionstätigkeit war rückläufig. Von dieser konjunkturellen Entwicklung sowie der Euro-Aufwertung ging ein nur geringer realwirtschaftlicher Inflationsdruck aus. Der Sachverständigenrat erwartet eine Preissteigerung im Euro-Raum von 2,0 Prozent nach 2,3 Prozent im Vorjahr. Deutlich günstiger verlief die wirtschaftliche Entwicklung in den mittel- und osteuropäischen EU-Beitrittsländern sowie im Vereinigten Königreich. Beim letzteren stieg das reale BIP zum Beispiel konsumgetrieben um 2,0 Prozent. Ursachen sind in der günstigen Lage am Arbeitsmarkt

- Betriebsergebnis und Konzernüberschuss deutlich über Vorjahresniveau
- Cashflow erheblich gesteigert
- Dividende auf 2 € erhöht
- Für 2004 weitere EBIT-Steigerung geplant



sowie der im EU-Vergleich sehr positiven Entwicklung der Investitionstätigkeit zu sehen. Die Verbraucherpreise stiegen mit 1,4 Prozent deutlich geringer als im EU-Durchschnitt.



In Deutschland setzte sich die schwache wirtschaftliche Entwicklung der letzten Jahre auch 2003 fort. Besonders in der ersten Jahreshälfte waren eine nur schwache Zunahme der Exportnachfrage sowie eine labile Verfassung der Binnen-nachfrage zu beobachten. In der zweiten Jahreshälfte erhöhte sich dann der Außenbeitrag, da die Importtätigkeit rückläufig war. Die privaten Konsumausgaben stiegen insgesamt nur geringfügig, und die Investitionstätigkeit war sowohl im Ausrüstungs- als auch im Baubereich rückläufig. Die öffentlichen Finanzen standen unter erheblichem Konsolidierungsdruck, sodass auch von der Fiskalseite keine Impulse für ***Wachstum** und Beschäftigung ausgehen konnten. Vor dem Hintergrund dieser schwachen konjunkturellen Dynamik erhöhte sich das Preisniveau mit 1,1 Prozent im Jahr 2003 nur sehr gering. Ferner verhinderten die geringe Kapazitätsauslastung sowie die nur unwesentlichen Steigerungen der Erzeugerpreise aufkommende Inflationstendenzen seitens der Unternehmen. Deutschland wies im Jahr 2003 die niedrigste Preissteigerungsrate im Euro-Raum aus.

32 Lagebericht

Branchensituation

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland (siehe Tabelle) stagnierte nach ersten Berechnungen im Jahr 2003 mit rund 489 Mio t Steinkohleeinheiten (SKE) auf dem Niveau des Vorjahres. Dass die Durchschnittstemperatur von 8,9°C um 0,6°C insgesamt niedriger lag als im Vorjahr, führte zwar zu einem höheren Verbrauch. Dem stand allerdings die schwache konjunkturelle Entwicklung entgegen. Die Anteile der einzelnen Energieträger am Primärenergieverbrauch blieben gegenüber dem Vorjahr im Wesentlichen konstant.

Primärenergieverbrauch 2003 in Deutschland		
Anteile in Prozent	2003	2002
Mineralöl	36,3	37,3
Erdgas	22,5	21,7
Steinkohle	13,7	13,2
Braunkohle	11,4	11,6
Kernenergie	12,6	12,6
Wasser- und Windkraft	1,0	1,0
Außenhandelsaldo Strom	-0,2	0,0
Sonstige	2,7	2,6
Insgesamt	100,0	100,0
Quelle: AG Energiebilanzen (vorläufige Zahlen)		

Die Nettostromerzeugung der öffentlichen Versorgung stieg in Deutschland auf 493,6 Mrd kWh (2002: 483,8 Mrd kWh). Das meiste davon wird mit Kernenergie (156,4 Mrd kWh) und Kohle (265,9 Mrd kWh) erzeugt. Der Anteil von regenerativen Energieträgern am Erzeugungsmix lag bei knapp 5 Prozent.

Nettostromerzeugung 2003 (öffentl. Versorgung)		
	Mrd kWh	Anteil %
Kernenergie	156,4	32
Braunkohle	144,0	29
Steinkohle	121,9	25
Erdgas	38,3	8
Mineralölprodukte	2,3	-
Wasserkraft	22,2	4
Sonstige	8,5	2
Insgesamt	493,6	100
Quelle: VDEW (vorläufige Zahlen)		

Die Leistungsverknappung in Europa hat zu einem deutlichen Anstieg des Stromhandelspreisniveaus im Jahr 2003 beigetragen. Neben den saisonalen Knappheiten des letzten Sommers wirkten sich die Stilllegungsprogramme der großen Betreiber aus. Ebenso beeinflussten die erheblich gestiegenen Brennstoffkosten das Preisniveau. Die Kohlepreise frei Rotterdam haben sich auf Dollarbasis fast verdoppelt, auch Öl- und Gaspreise blieben auf einem hohen Niveau.

Der Erdgasverbrauch stieg um rund 4 Prozent auf 110,0 Mio t SKE, was einem Marktanteil von 22,5 Prozent am Primärenergieverbrauch entspricht (Vorjahr: 21,7 Prozent). Zugenommen hat der Erdgasverbrauch 2003 vor allem im Sektor private Haushalte und Kleinverbraucher, wo ein Anstieg um 5 Prozent zu verzeichnen war. Merktlich zugenommen hat auch die Stromerzeugung auf Erdgasbasis, und zwar um 6 Prozent.

Nach der politischen Wende in Osteuropa öffnete sich unvermittelt ein neuer und sich rasch entwickelnder Energiemarkt. Länder wie Ungarn, Tschechien oder die Slowakei entwickelten sich in den letzten Jahren dynamisch. Der jährliche Stromabsatz in Osteuropa liegt bei circa 625 Mrd kWh.

Im schwedischen Strommarkt lag der Stromverbrauch im Jahr 2003 nach ersten Schätzungen mit rund 145,3 Mrd kWh (2002: 148,7 Mrd kWh) leicht unter dem Vorjahreswert. Da in den skandinavischen Ländern ein signifikanter Teil des Strombedarfs aus Wasserkraft erzeugt wird, führten die geringen Niederschlagsmengen insbesondere im Jahr 2003 zu einem höheren Anteil der Stromerzeugung aus kostenintensiveren Energieträgern, wie zum Beispiel Gas oder Öl.

Der Stromverbrauch in England und Wales lag im Jahr 2003 mit 305 Mrd kWh leicht über dem Vorjahreswert von 300 Mrd kWh. Der Gasabsatz stieg im Vergleich zum Vorjahr um 8 Prozent auf 1.089 Mrd kWh. Im britischen Strommarkt konnten sich die Großhandelspreise von ihren Tiefständen im Jahr 2002 wieder erholen. Seit April 2003 stiegen sie deutlich und erreichten im Dezember 2003 etwa 28 £/MWh (Peakload). Dafür waren in erster Linie höhere Brennstoffkosten, geringere Kapazitätsmargen sowie erwartete Umweltschutzkosten verantwortlich. Auch für Gas stiegen die Großhandelspreise in Großbritannien an. Dies war hauptsächlich auf die Entwicklung der Ölpreise und die Angebots-/Nachfragesituation in Großbritannien und Kontinentaleuropa zurückzuführen. Der durchschnittliche Spotpreis lag mit 6,8 £/MWh (19,83 pence pro therm) 30 Prozent höher als im Vorjahr.

Die positive konjunkturelle Entwicklung in den USA hat in der Region Mittlerer Westen bisher nur geringe Auswirkungen gezeigt. Darüber hinaus belastete der weiterhin anhaltende Margendruck aufgrund von Überkapazitäten die Stromanbieter in dieser Region. Die Großhandelspreise auf dem regionalen Strommarkt erholten sich jedoch aufgrund der höheren und volatilen Gaspreise von dem niedrigen Niveau des Jahres 2002. Sie lagen mit durchschnittlich 37,2 \$/MWh deutlich über dem Vorjahresniveau von 26,7 \$/MWh.

Übernahme von Ruhrgas vollzogen

Mit den neun Unternehmen, die gegen die Ministererlaubnis zur Ruhrgas-Übernahme vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf Beschwerde eingereicht hatten, haben wir uns am 31. Januar 2003 außergerichtlich geeinigt. Die Übernahme der Ruhrgas-Anteile von der RAG wurde noch am gleichen Tag vollzogen. Bis Anfang März 2003 haben wir 100 Prozent der Ruhrgas-Anteile zu Anschaffungskosten von insgesamt 10,2 Mrd € erworben. Seit dem 1. Februar 2003 wird Ruhrgas voll in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen.

Mit der Ruhrgas-Übernahme haben wir eine starke Position im europäischen Gasgeschäft und unsere vor allem im Downstream-Bereich bestehenden Gasaktivitäten in idealer Weise ergänzt. Im Gasgeschäft spielen wir jetzt wie im Stromgeschäft auf allen Wertschöpfungsebenen – von der Beschaffung über den Großhandel und den Transport bis zur Endversorgung – eine herausragende Rolle.

Entsprechend den Bedingungen der Ministererlaubnis zur Akquisition von Ruhrgas

- haben E.ON Energie und Ruhrgas ihre Anteile von jeweils 22 Prozent an Bayergas an die Stadtwerke München, Augsburg, Regensburg und Ingolstadt sowie die Stadt Landshut verkauft;
- hat E.ON Energie ihre 80,5-prozentige Beteiligung an Gelsenwasser an ein Gemeinschaftsunternehmen der Stadtwerke Dortmund und der Bochumer Stadtwerke abgegeben;
- haben E.ON Energie und Ruhrgas ihre insgesamt 32,4-prozentige Beteiligung am Bremer Energieversorger swb an die EWE veräußert.

Ende des Jahres 2003 wurden Vereinbarungen zur Abgabe der Beteiligungen an EWE (27,4 Prozent) und VNG (42,1 Prozent) abgeschlossen. Die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding und Weser-Ems Energiebeteiligungen erwarben die EWE-Beteiligung im Rahmen ihrer Vorerwerbsrechte. 32,1 Prozent der VNG-Beteiligung übernahm die EWE. Die verbleibenden 10 Prozent wurden entsprechend den Auflagen in der Ministererlaubnis ost-deutschen Kommunen zum gleichen Preis angeboten und von diesen gekauft.

Damit wurden alle Veräußerungsaufgaben aus der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb vor Ablauf der Frist im Februar 2004 erfüllt.

Im liberalisierten deutschen Gasmarkt zählen starke Lieferanten, wettbewerbsfähige Preise, Lieferflexibilität und Liefersicherheit. Vor allem aber zählen Menschen, denn von persönlichen Partnerschaften werden Geschäftsbeziehungen geprägt. Deshalb sind uns Kundennähe und Kundenservice so wichtig.



Dr. Michael Pfingsten,
Mitglied des Vorstands, Ruhrgas AG

Entwicklung zu einem fokussierten Energiekonzern weiter vorangetrieben

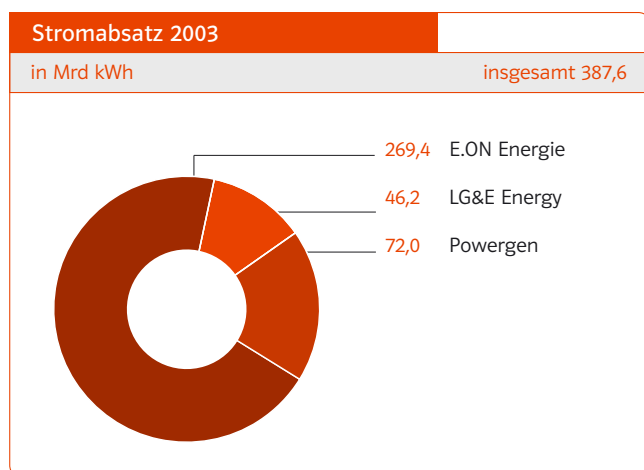
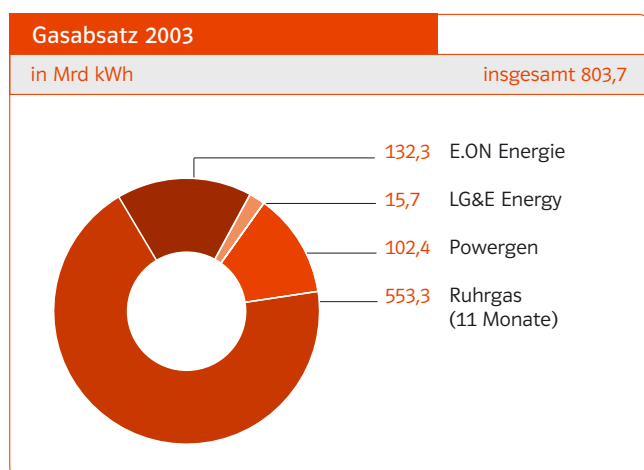
E.ON hat sich in den letzten Jahren von einem diversifizierten Konglomerat zu einem fokussierten Strom- und Gasunternehmen entwickelt. Nach der Übernahme von Ruhrgas haben wir im weiteren Verlauf des Jahres 2003 unser Kerngeschäft Energie durch Akquisitionen weiterentwickelt und unser Fokussierungsprogramm konsequent fortgesetzt.

- Wir haben 18,08 Prozent unserer Degussa-Anteile im Rahmen eines öffentlichen Übernahmeangebots an die RAG verkauft. E.ON hält danach einen Anteil von 46,48 Prozent an der Degussa, die nun at equity in den Konzernabschluss einbezogen wird.
- Viterra hat den Wärmedienstleister Viterra Contracting und ihre Dienstleistungsgesellschaft Viterra Energy Services abgegeben.
- Darüber hinaus haben wir unsere 15,9-prozentige Beteiligung an Bouygues Telecom, dem drittgrößten Mobilfunkunternehmen Frankreichs, an den Bouygues-Konzern veräußert.
- Sydkraft hat durch eine Anteilsaufstockung eine Mehrheitsbeteiligung von 97,5 Prozent an Graninge, dem viertgrößten Energieversorger Schwedens, erreicht.
- E.ON Energie hat die Mehrheit an den tschechischen Stromregionalversorgern JME (85,7 Prozent) und JCE (84,7 Prozent) übernommen.
- Powergen einigte sich vertraglich mit den amerikanischen Energieunternehmen Aquila und FirstEnergy, den britischen Stromversorger Midlands Electricity zu erwerben.

34 Lagebericht

Strom- und Gasabsatz akquisitionsbedingt deutlich gestiegen

Im Jahr 2003 konnten wir den Strom- und Gasabsatz gegenüber dem Vorjahr deutlich steigern. Der Zuwachs ist im Wesentlichen durch die Akquisitionen von Powergen und Ruhrgas entstanden. Auch wenn man den Strom- und Gasabsatz der beiden neuen Gesellschaften für das Jahr 2002 berücksichtigt, nahmen die Stromlieferungen um 16 Prozent auf 387,6 Mrd kWh und der Gasabsatz um 11 Prozent auf 803,7 Mrd kWh zu.



Im Stromgeschäft von E.ON Energie ist der Absatzanstieg vor allem auf die erstmalige Einbeziehung von Gesellschaften in der zweiten Hälfte des Jahres 2002 und im Jahr 2003 (siehe Seite 80-81 dieses Berichts) zurückzuführen. Im Gasgeschäft wirkten sich im Berichtszeitraum bei E.ON Energie und bei Ruhrgas die im Vergleich zum Vorjahr durchschnittlich niedrigeren Temperaturen – vor allem im ersten Quartal – positiv auf die Absatzentwicklung aus. Die Strom- und Gaslieferungen von Powergen sind ebenfalls erheblich gestiegen, vor allem durch die ***Integration** des Vertriebsgeschäfts von TXU. Die Absatzmengen von LG&E Energy lagen dagegen auf dem Vorjahresniveau.

Strom- und Gasbeschaffung

In eigenen Kraftwerken erzeugte E.ON Energie mit 162,7 Mrd kWh rund 58 Prozent (Vorjahr: 155,7 Mrd kWh bzw. 59 Prozent) des Strombedarfs. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog E.ON Energie mit 117,6 Mrd kWh rund 11 Prozent mehr Strom als im Vorjahr (106,2 Mrd kWh). Insgesamt erhöhte sich die Strombeschaffung um 7 Prozent auf 280,3 Mrd kWh (Vorjahr: 261,9 Mrd kWh).

Ruhrgas bezog das Erdgas nach wie vor aus heimischer Produktion sowie aus fünf Exportländern. Bei einem Gesamtaufkommen von insgesamt 623,4 Mrd kWh (12 Monate) entfielen auf die beiden größten Lieferländer Russland und Norwegen 31 Prozent bzw. 29 Prozent. Die Niederlande trugen mit 16 Prozent, Dänemark mit 3 Prozent und Großbritannien mit 4 Prozent zum Aufkommen bei. Aus dem Inland stammen 17 Prozent.

Mit 35,9 Mrd kWh erzeugte Powergen rund die Hälfte des Strombedarfs (74,3 Mrd kWh) in eigenen Kraftwerken. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog Powergen 38,4 Mrd kWh. Bei LG&E Energy belief sich die Erzeugung in eigenen und geleasten Kraftwerken auf 44,1 Mrd kWh, von Fremden bezog LG&E Energy 4,8 Mrd kWh.

Konzernumsatz erheblich gestiegen

Der Konzernumsatz stieg im Vergleich zum Vorjahr um 27 Prozent. Im Kerngeschäft Energie hat sich der Umsatz sogar fast verdoppelt, vor allem dank der Einbeziehung von Ruhrgas und Powergen. Ruhrgas trug im Berichtszeitraum 2002 noch nicht zum Umsatz bei, und Powergen ist erst seit dem 1. Juli 2002 voll konsolidiert. Zusätzlich konnte E.ON Energie durch die Erstkonsolidierung einiger Regionalversorger in Deutschland sowie in Ost- und Nordeuropa den Umsatz erheblich steigern. Dagegen führte bei den weiteren Aktivitäten der Übergang von der Vollkonsolidierung zur Equity-Einbeziehung von Degussa zum 1. Februar 2003 zu einem Umsatzrückgang von rund 10,8 Mrd €. Im Jahr 2003 haben wir 39 Prozent (Vorjahr: 45 Prozent) des Konzernumsatzes im Ausland erwirtschaftet.

Konzernumsatz ¹⁾			
in Mio €	2003	2002	+/- %
E.ON Energie	22.579	19.142	+18
Ruhrgas	12.085 ²⁾	-	-
Powergen	9.894	4.422 ³⁾	-
Sonstige/Konsolidierung	-273	81	-
Kerngeschäft Energie	44.285	23.645	+87
Viterra	1.085	1.214	-11
Degussa	994 ⁴⁾	11.765	-
Weitere Aktivitäten	2.079	12.979	-84
Konzernumsatz	46.364	36.624	+27

1) einschließlich Strom- und Gassteuer
 2) Februar bis Dezember
 3) Juli bis Dezember
 4) Januar

E.ON Energie konnte im Jahr 2003 den Umsatz deutlich steigern. Neben Erstkonsolidierungseffekten wirkten sich hier besonders der witterungsbedingte Anstieg des Gasabsatzes sowie die weitere Erholung der inländischen Strompreise positiv aus.

Ruhrgas erzielte in den Monaten Februar bis Dezember einen Umsatz von 12,1 Mrd €. Neben dem temperaturbedingten Absatzanstieg trug auch die zum 1. Januar 2003 angehobene Erdgassteuer zu dem hohen Umsatz bei. Darüber hinaus ergaben sich Umsatzsteigerungen durch Nachfragespitzen.

Der starke Umsatzzuwachs bei Powergen ist auf die erstmals ganzjährige Einbeziehung in den Konzernabschluss sowie auf die gute Entwicklung des im Oktober 2002 erworbenen TXU-Vertriebsgeschäftes zurückzuführen. Auf das Geschäft in Großbritannien entfielen 7,9 Mrd €, und bei LG&E Energy lag der Umsatz bei 2 Mrd €.

Bei den weiteren Aktivitäten lag der Umsatz von Viterra unter dem Vergleichswert des Vorjahres. Das lag vor allem daran, dass die Umsätze aus dem Bauträgergeschäft gering waren, weil es sich in Abwicklung befand, und dass die Mietumsätze infolge von Wohnungsverkäufen zurückgegangen waren. Degussa wird seit dem 1. Februar 2003 nur noch mit einem Anteil von 46,5 Prozent at equity in unseren Konzernabschluss einbezogen. Deshalb bezieht sich der ausgewiesene Degussa-Umsatz im Jahr 2003 lediglich auf den Monat Januar.

Erneut Rekordbetriebsergebnis erzielt

Im Geschäftsjahr 2003 konnten wir das Konzernbetriebsergebnis um 20 Prozent auf 4,6 Mrd € steigern. Gut 90 Prozent des operativen Ergebnisses stammen aus unserem Kerngeschäft Energie. Hier betrug die Steigerung gegenüber dem Vorjahr – vor allem wegen der Einbeziehung von Ruhrgas und Powergen – 39 Prozent. Auch nach Berücksichtigung der im Segment Sonstige/Konsolidierung erfassten Kaufpreiszinsen trugen die beiden Unternehmen deutlich positiv zum Konzernbetriebsergebnis bei. Der Ergebnisrückgang durch den Übergang zur Equity-Konsolidierung von Degussa um rund 500 Mio € konnte durch die Steigerung im Kerngeschäft Energie mehr als ausgeglichen werden.

Konzernbetriebsergebnis			
in Mio €	2003	2002	+/- %
E.ON Energie	3.058	2.782	+10
Ruhrgas	1.128 ¹⁾	-	-
Powergen	620	329 ²⁾	-
Sonstige/Konsolidierung	-693	-152	-
Kerngeschäft Energie	4.113	2.959	+39
Viterra	295	203	+45
Degussa	157 ³⁾	655	-
Weitere Aktivitäten	452	858	-47
Konzernbetriebsergebnis⁴⁾	4.565	3.817	+20

1) Februar bis Dezember
 2) Juli bis Dezember
 3) seit 1.2.2003 at equity konsolidiert
 4) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 36

E.ON Energie erzielte eine merkliche Steigerung des Betriebsergebnisses. Die Belastungen aus der Anwendung des SFAS 143 hinsichtlich der Bilanzierung der Kernenergierückstellungen und aus der erstmaligen Bilanzkreisabrechnung (siehe Erläuterungen auf Seite 82) konnten durch operative Verbesserungen und Erstkonsolidierungseffekte im In- und Ausland mehr als wettgemacht werden.

Das gute Betriebsergebnis von Ruhrgas ist unter anderem auf den Anstieg des Gasabsatzes zurückzuführen. Darüber hinaus wirkten sich die Nachfragespitzen des ersten Quartals, die optimale Ausnutzung günstiger Beschaffungsmöglichkeiten sowie die vorteilhafte Entwicklung des Heizölpreises positiv auf das Ergebnis aus.

Der erhebliche Anstieg des Betriebsergebnisses bei Powergen ist auf die ganzjährige Einbeziehung in den Konzernabschluss sowie auf die gute Entwicklung des TXU-Vertriebsgeschäftes zurückzuführen. Der Beitrag von Powergen UK belief sich auf 452 Mio € und der von LG&E Energy auf 218 Mio €. Das übrige Ergebnis umfasst die Aktivitäten in der Region Asien Pazifik und die Kosten der Powergen-Holding.

36 Lagebericht

Das Segment Sonstige/Konsolidierung beinhaltet die Ergebnisse der zentralen Konzernfinanzierung und der direkt von E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die E.ON AG selbst und die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen. Der Rückgang des Betriebsergebnisses ist vor allem auf den deutlich höheren Zinsaufwand infolge des Erwerbs von Powergen und Ruhrgas zurückzuführen.

Viterra konnte das Betriebsergebnis erheblich verbessern. Positiv wirkten sich die Steigerung der Wohnungsverkäufe sowie die Abwicklung des verlustträchtigen Bauträgergeschäfts aus. Seit dem 1. Februar 2003 fließt das Degussa-Ergebnis nur noch mit einem Anteil von 46,5 Prozent nach Steuern in unser Konzernbetriebsergebnis ein und lag deshalb deutlich unter dem Vorjahreswert.

Konzernüberschuss			
in Mio €	2003	2002	+/- %
Konzernbetriebsergebnis	4.565	3.817	+20
Nettobuchgewinne	1.257	1.071	+17
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	-479	-331	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	195	-5.316	-
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.538	-759	-
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.124	662	-
Anteile Konzernfremder	-464	-623	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.950	-720	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1.137	3.306	-66
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-440	191	-
Konzernüberschuss	4.647	2.777	+67

Nettobuchgewinne über hohem Vorjahresniveau

Die Nettobuchgewinne im Jahr 2003 resultieren insbesondere aus der Abgabe der Anteile an Bouygues Telecom an die Bouygues-Gruppe (840 Mio €) und aus der Veräußerung von rund 18 Prozent der Degussa-Anteile (168 Mio €). Rund 165 Mio € betrafen den Verkauf von Wertpapieren bei E.ON Energie. Weitere Buchgewinne von rund 160 Mio € entstanden im Wesentlichen beim Verkauf von Anteilen an swb und einem ostdeutschen Energieversorger bei E.ON Energie sowie von Kraftwerksbeteiligungen bei Powergen. Dem stand vor allem der Buchverlust aus der Veräußerung von 1,9 Prozent der HypoVereinsbank-Anteile im März 2003 in Höhe von 76 Mio € gegenüber. Der hohe Vorjahreswert ist insbesondere auf den Buchgewinn aus der Veräußerung von Teilbereichen der Schmalbach-Lubeca und unseren STEAG-Anteilen zurückzuführen. Darüber hinaus fielen im Vorjahr weitere Buch-

gewinne bei E.ON Energie aus der Aufteilung der Rhenag, der Veräußerung von Anteilen an Sydkraft sowie am schweizerischen Energieversorgungsunternehmen Watt an.

Die Restrukturierungsaufwendungen betrafen 2003 im Wesentlichen E.ON Energie im Zusammenhang mit der Bildung der Regionalversorger E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser sowie weitere Vorruhestandsregelungen (-358 Mio €). Weitere Restrukturierungskosten resultieren aus der ***Integration** der TXU-Aktivitäten bei Powergen (-121 Mio €). Im Vorjahr hatte der Aufwand überwiegend den Chemiebereich betroffen.

„Strom und Erdgas aus einer Hand“ ist unsere Stärke. Dabei bietet insbesondere Erdgas zukünftig weitere Wachstumsperspektiven. Zuverlässigkeit, Partnerschaft, wettbewerbsfähige Angebote und vor allem die Vor-Ort-Präsenz bei der Belieferung unserer mehr als 1 Million Kunden im Norden Deutschlands sind unser Anspruch.



Hans-Jakob Tiessen,
Vorsitzender des Vorstands, E.ON Hanse AG

Das sonstige nicht operative Ergebnis des Jahres 2003 enthält vor allem unrealisierte Erträge aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten bei E.ON Energie und Powergen (494 Mio €). Gegenläufig wirkte sich die Wertberichtigung aus, die von Degussa in ihrem Geschäftsbereich Feinchemie vorgenommen worden war. Sie belastet unser sonstiges nicht operatives Ergebnis mit 187 Mio € über unsere direkte Beteiligung an Degussa (46,5 Prozent). Der hohe negative Vorjahreswert ist im Wesentlichen auf die Wertanpassung des beim Erwerb von Powergen entstandenen Goodwills und die Abwertung unserer Anteile an der HypoVereinsbank sowie weiterer Wertpapiere zurückzuführen.

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit lag – aufgrund der außergewöhnlich hohen Belastung des sonstigen nicht operativen Ergebnisses im Jahr 2002 – um 6,3 Mrd € über dem Vorjahreswert.

Im Jahr 2003 wird für die fortgeführten Aktivitäten ein Steuer Aufwand in Höhe von 1.124 Mio € ausgewiesen. Demgegenüber wurde im Vorjahr ein Steuerertrag in Höhe von 662 Mio € gezeigt. 613 Mio € davon wurden durch die Auflösung der im Eigenkapital erfassten latenten Steuern infolge der Wertberichtigung und des Abgangs von Wertpapieren verursacht. Im Berichtsjahr sind zusätzlich zum Steueraufwand auf das laufende Ergebnis insbesondere folgende Effekte aufgetreten: Bedingt durch die ab 2003 geltenden Änderungen von Steuersätzen und Steuerrecht wurde ein Steueraufwand in Höhe von 60 Mio € erfasst. Die Wertberichtigung auf aktive latente Steuern auf Verlustvorräte beträgt 543 Mio €, wovon 488 Mio € aufgrund der verzögerten Nutzungsmöglichkeiten inländischer Verlustvorräte gebildet wurden (vgl. im Einzelnen Textziffer 8 des Anhangs).

Die Anteile Konzernfremder am Jahresergebnis haben sich im Berichtsjahr vor allem durch die Entkonsolidierung von Degussa vermindert.

Das Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten stieg – im Wesentlichen durch die bereits genannte Belastung des sonstigen nicht operativen Ergebnisses im Vorjahr – auf 4 Mrd €.

Hohe Veräußerungsgewinne prägen Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten

Im Berichtszeitraum 2003 umfasst das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten vor allem die Buchgewinne aus dem Verkauf von Gelsenwasser und Viterro Energy Services. Im Vorjahr betraf das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ebenfalls vor allem Gewinne aus der Veräußerung von VAW aluminium, VEBA Oel, Stinnes und einzelner Degussa-Aktivitäten (siehe Erläuterungen auf den Seiten 133 ff).

Das Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften resultierte im Wesentlichen aus den Regeln zur Bilanzierung von Stilllegungsverpflichtungen für Anlagegegenstände mit langfristiger Nutzungsdauer (siehe Erläuterungen zu SFAS 143 auf den Seiten 167 ff). Im Vorjahreswert war im Rahmen von SFAS 142 (Goodwill und andere immaterielle Vermögensgegenstände) der ergebniswirksam aufzulösende negative Goodwill des abgegebenen Bereichs Aluminium in Höhe von +191 Mio € enthalten.

Den Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) konnten wir erheblich steigern. Nach dem Wegfall der hohen Sonderbelastungen des Vorjahres trugen dazu neben spürbaren operativen Verbesserungen erneut hohe Veräußerungsgewinne aus Desinvestitionen bei.

Dividendenerhöhung auf 2 € vorgesehen

Der Jahresabschluss der E.ON AG ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches und des Aktiengesetzes aufgestellt. Der Jahresüberschuss beträgt 1.924 Mio €. Nach Einstellung von 612 Mio € in die anderen Gewinnrücklagen ergibt sich ein Bilanzgewinn von 1.312 Mio €.

Wir schlagen der Hauptversammlung am 28. April 2004 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 2 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer Steigerung um 14 Prozent. Die Dividende kann insbesondere aufgrund der erfreulichen operativen Ergebnisentwicklung erhöht werden. Damit können wir zum fünften Mal in Folge unsere Dividende anheben. Auf diese Weise verbessern wir die Attraktivität der E.ON-Aktie.

Bilanz der E.ON AG (Kurzfassung)

in Mio €	31.12.2003	31.12.2002
Sachanlagen	191	194
Finanzanlagen	22.266	20.061
Anlagevermögen	22.457	20.255
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	6.524	6.908
Übrige Forderungen	1.588	3.533
Liquide Mittel	251	4
Umlaufvermögen	8.363	10.445
Gesamtvermögen	30.820	30.700
Eigenkapital	11.657	10.875
Sonderposten mit Rücklageanteil	415	470
Rückstellungen	2.126	1.830
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	14.170	14.683
Übrige Verbindlichkeiten	2.452	2.842
Gesamtkapital	30.820	30.700

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

in Mio €	2003	2002
Beteiligungsergebnis	3.018	-1.022
Zinsergebnis	-793	-327
Übrige Aufwendungen und Erträge	-30	3.450
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.195	2.101
Steuern	-271	-436
Jahresüberschuss	1.924	1.665
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-612	-523
Bilanzgewinn	1.312	1.142

38 Lagebericht

Der vom Abschlussprüfer PwC Deutsche Revision Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehene vollständige Abschluss der E.ON AG wird im Bundesanzeiger veröffentlicht und bei dem Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf, HRB 22315, hinterlegt. Er kann als Sonderdruck bei der E.ON AG angefordert werden. Im Internet ist er unter www.eon.com abrufbar.

Konzerninvestitionen unter hohem Vorjahresniveau

Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Jahr 2003 vor allem wegen der geringeren Finanzanlageinvestitionen unter dem hohen Niveau des Vorjahres. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände wurde mit 2,7 Mrd € etwas weniger als im Vorjahr (3,2 Mrd €) investiert. Die Investitionen in Finanzanlagen betrugen 6,5 Mrd € gegenüber 21 Mrd € im Vorjahr; darin sind 0,4 Mrd € (Vorjahr: 1 Mrd €) für Investitionen in at equity bewertete Unternehmen enthalten.

Konzerninvestitionen			
in Mio €	2003	2002	+/- %
E.ON Energie	3.521	6.125	-43
Ruhrgas	463	-	-
Powergen	842	3.094	-73
Sonstige/Konsolidierung	4.210	13.448	-69
Kerngeschäft Energie	9.036	22.667	-60
Viterra	124	378	-67
Degussa	36	1.114	-
Weitere Aktivitäten	160	1.492	-89
Insgesamt	9.196	24.159	-62
davon Ausland	3.058	12.468	-75

E.ON Energie investierte mit 1,7 Mrd € leicht mehr in Sachanlagen als im Vorjahr (1,6 Mrd €). Auf Investitionen in Finanzanlagen entfielen mit 1,8 Mrd € deutlich weniger als im Vorjahr (4,5 Mrd €). Der Großteil der Sachanlageinvestitionen floss in die Bereiche Stromerzeugung und -verteilung. Im Berichtszeitraum betrafen die größten Beteiligungsinvesti-

tionen die Anteilsaufstockungen bei Graninge sowie bei den tschechischen Stromregionalversorgern JME und JCE. Der hohe Vorjahreswert war durch den Erwerb von Anteilen an der Thüga, an EAM Energie (vormals Energie-AG Mitteldeutschland), EWW, EMR, der ungarischen Édász und der finnischen Espoon Sähkö (der heutigen E.ON Finland) geprägt. Zudem wurde eine Minderheitsbeteiligung an der slowakischen ZSE erworben.

Technischer Fortschritt ist ein wichtiger Schlüssel zur laufenden Effizienzverbesserung und für nachhaltigen Unternehmenserfolg. Deshalb beschäftigen wir uns bei E.ON Energie mit allen Technologien, die aus Anwendersicht hierzu sinnvolle Beiträge leisten können. Maßstab ist dabei vor allem die Erhöhung unserer Wettbewerbsfähigkeit zum Nutzen unserer Kunden.



Prof. Rainer Frank Elsässer,
Mitglied des Vorstands, E.ON Energie AG

Bei Ruhrgas betrugen die Investitionen in Sachanlagen im Berichtszeitraum 139 Mio € und in Finanzanlagen 324 Mio €. Das größte Einzelprojekt war der Erwerb weiterer Anteile an dem russischen Gasunternehmen Gazprom.

Powergen investierte 749 Mio € in Sachanlagen (zweites Halbjahr 2002: 548 Mio €) und 93 Mio € in Finanzanlagen (zweites Halbjahr 2002: 2,5 Mrd €). Die Investitionen in Finanzanlagen im zweiten Halbjahr 2002 betrafen vor allem den Erwerb des TXU-Vertriebsgeschäfts. Von den Sachinvestitionen – vor allem in die Stromerzeugung und -verteilung – entfielen 427 Mio € auf LG&E Energy und 322 Mio € auf Powergen UK.

Die Investitionen im Bereich Sonstige/Konsolidierung enthalten im Wesentlichen Auszahlungen für die Akquisition der restlichen Ruhrgas-Anteile. Auf den vollständigen Erwerb der Ruhrgas entfielen im Jahr 2003 rund 4,3 Mrd €. Der hohe Vorjahreswert ist vor allem auf Auszahlungen für die Akquisition von Powergen und von Ruhrgas-Anteilen zurückzuführen.

Auch bei Viterra lagen die Investitionen im Berichtszeitraum deutlich unter dem Wert des Vorjahres, in dem sich mit 273 Mio € der Erwerb von ursprünglich 86,3 Prozent der Anteile an der Frankfurter Siedlungsgesellschaft (FSG) niedergeschlagen hatte. Die Investitionen im Jahr 2003 betrafen unter anderem den Erwerb der Restanteile an der FSG (49,2 Mio €) von der Stadt Frankfurt.

Finanzlage

Konzern-Kapitalflussrechnung (Kurzfassung)		
in Mio €	2003	2002
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.538	3.614
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	39	-10.409
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-3.545	4.499
Veränderung der Zahlungsmittel fortgeführter Aktivitäten	2.032	-2.296
Liquide Mittel zum 31. Dezember	10.795	8.385

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

Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten			
in Mio €	2003	2002	+/- %
E.ON Energie	5.040	3.246	+55
Ruhrgas	791	-	-
Powergen	493	373	-
Sonstige/Konsolidierung	-795	-897	-
Kerngeschäft Energie	5.529	2.722	+103
Viterra	102	51	+100
Degussa	-93	841	-
Weitere Aktivitäten	9	892	-99
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.538	3.614	+53

Der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag im Jahr 2003 erheblich über dem Vorjahresniveau, da das Gesamtjahr 2002 durch einmalige zahlungswirksame Sondereffekte (z.B. Steuerzahlungen für Vorjahre einschließlich Zinsanteile) belastet war. In unserem Kerngeschäft Energie verzeichneten wir einen sehr deutlichen Anstieg des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten. Hierzu trugen operative Verbesserungen und die Einbeziehung von Ruhrgas und Powergen bei.

Bei E.ON Energie stieg der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten aufgrund von operativen Verbesserungen, konzerninternen Steuerverrechnungen sowie der erstmaligen Konsolidierung einiger Regionalversorger deutlich. Der Cashflow von Powergen lag vor allem wegen der erstmals ganzjährigen Einbeziehung über dem Vorjahr, in dem Powergen nur im zweiten Halbjahr konsolidiert wurde. Aufgrund von erheblichen Steuerzahlungen in den Vorjahren (einschließlich Zinsanteile) verbesserte sich der Cashflow im Segment Sonstige/Konsolidierung über den des Vorjahres. Reduzierend wirkten sich dagegen die genannten konzerninternen Steuerverrechnungen mit E.ON Energie aus. Die im Segment Sonstige/Konsolidierung angefallenen Akquisitionszinsen sowie der Übergang zur At-equity-Bewertung von Degussa führten darüber hinaus zu einer Belastung.

Als Free Cashflow bezeichnen wir den Überschuss des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit gegenüber den Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen. Dieser Überschuss steht insbesondere für Wachstumsinvestitionen, Dividenden und zur Reduzierung der Netto-Finanzverschuldung zur Verfügung. Er erhöhte sich im Jahr 2003 ebenfalls signifikant gegenüber dem Vorjahr. Das liegt zum einen an dem starken Anstieg des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten und zum anderen an dem Rückgang der Investitionstätigkeit in Sachanlagen durch die Entkonsolidierung von Degussa.

Free Cashflow			
in Mio €	2003	2002	+/- %
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.538	3.614	+53
Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	2.660	3.210	-17
Free Cashflow¹⁾	2.878	404	+612

1) Non-GAAP financial measure

40 Lagebericht

Zur Erhöhung der Aussagekraft beziehen wir gegenüber der Darstellung im Vorjahr in die Netto-Finanzposition jetzt auch die Wertpapiere des Anlagevermögens zu Marktwerten mit ein. Die entsprechende Finanzposition per 31. Dezember 2002 wurde ebenfalls angepasst.

Zum 31. Dezember 2003 betrug die Netto-Finanzposition des E.ON-Konzerns -7.855 Mio €. Die Netto-Finanzposition ist der Saldo aus dem Finanzvermögen (11.776 Mio €) und den Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Anleihegläubigern und Dritten (-19.631 Mio €).

Netto-Finanzposition E.ON-Konzern		
in Mio €	31.12.2003	31.12.2002
Einlagen bei Kreditinstituten	3.807	1.317
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	6.988	7.068
Summe liquide Mittel	10.795	8.385
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	981	1.519
Finanzvermögen	11.776	9.904
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten/Anleihen	-16.295	-19.554
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten	-3.336	-2.810
Summe Finanzverbindlichkeiten	-19.631	-22.364
Netto-Finanzposition¹⁾	-7.855	-12.460

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe nebenstehende Tabelle

Die Netto-Finanzposition ist eine Non-GAAP financial measure. Sie setzt sich aus mehreren Größen zusammen, die jeweils auf eine gemäß US-GAAP ermittelte Größe übergeleitet werden:

Überleitung Netto-Finanzposition E.ON-Konzern		
in Mio €	31.12.2003	31.12.2002
Liquide Mittel laut Bilanz	10.795	8.385
Finanzanlagen laut Bilanz	17.725	16.971
davon Ausleihungen	-1.785	-2.048
davon Beteiligungen	-14.361	-12.767
davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-598	-637
= Finanzvermögen	11.776	9.904
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-21.787	-24.850
davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	231	167
davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	1.925	2.319
= Summe Finanzverbindlichkeiten	-19.631	-22.364
Netto-Finanzposition	-7.855	-12.460

Gegenüber dem Stand per 31. Dezember 2002 (-12.460 Mio €) hat sich die Netto-Finanzposition trotz der erheblichen Finanzmittelabflüsse für den Erwerb der Ruhrgas-Anteile, Investitionen in Sachanlagen und Beteiligungen sowie Zahlung der erhöhten Dividende deutlich verbessert.

Im Wesentlichen ist dies zurückzuführen auf den kräftig gestiegenen Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten, den Erlös aus den bereits genannten Veräußerungen sowie auf den Rückfluss von Darlehen, die an Degussa gewährt wurden. Darüber hinaus wirkte sich der deutliche Rückgang der Wechselkurse von US-Dollar und britischem Pfund gegenüber dem Euro positiv auf die Netto-Finanzposition aus.

Finanzkennzahlen E.ON-Konzern		
in Mio €	2003	2002
Netto-Zinsaufwand¹⁾	-661	-405
EBITDA²⁾	9.458	7.558
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.538	3.614
EBITDA/Netto-Zinsaufwand	14,3x	18,7x
EBITDA/Netto-Finanzposition	120%	61%
Netto-Finanzposition/Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	1,4	3,4

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe Tabelle auf S. 41

2) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Betriebsergebnis siehe S. 112-113

Der Anstieg des Netto-Zinsaufwandes um 256 Mio € gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus der Finanzierung der Akquisition von Powergen und Ruhrgas sowie geringeren Zinserträgen aufgrund des im Vergleich zum Vorjahreszeitraum niedrigeren Zinsniveaus. Im Netto-Zinsaufwand sind nur die Zinsergebnisse der Komponenten enthalten, die auch Bestandteil der Netto-Finanzposition sind. Der Netto-Zinsaufwand (Non-GAAP financial measure) ist eine Größe, die von Analysten für die Berechnung von allgemein anerkannten Kennzahlen wie zum Beispiel EBITDA/Netto-Zinsaufwand verwendet wird. Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung auf eine gemäß US-GAAP ermittelte Größe:

Überleitung Netto-Zinsaufwand			
in Mio €	2003		2002
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.107		-372
- Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	- 52	-	42
+ Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	+ 486		-
+ Netto-Zinsaufwand aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	+ 12	+	9
Netto-Zinsaufwand	-661		-405

Die Kennzahl Netto-Finanzposition/Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten hat sich auf 1,4 gegenüber 3,4 im Vorjahr verbessert. Dies liegt sowohl an der reduzierten Netto-Finanzposition als auch an dem gestiegenen Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten. Aufgrund des gesteigerten EBITDA verbesserte sich auch die Kennzahl EBITDA/Netto-Finanzposition erheblich von 61 auf 120 Prozent. Nur die Kennzahl EBITDA/Netto-Zinsaufwand verschlechterte sich von 18,7x auf 14,3x. Der Rückgang resultiert aus einem stärkeren Anstieg des Netto-Zinsaufwands im Vergleich zur EBITDA-Verbesserung.

Finanzpolitik

E.ON verfolgt eine Finanzpolitik, die ihr weit reichende finanzielle ***Flexibilität** und jederzeitigen Zugang zu kurz- und langfristigen Finanzquellen bietet.

Zum Ende des Jahres 2003 standen der E.ON AG eine syndizierte Kreditlinie (7,5 Mrd € kurzfristig, 5 Mrd € langfristig) und fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien von einzelnen Banken (0,2 Mrd €) zur Verfügung. Zusätzlich haben wir das Commercial Paper- (10 Mrd €) und das Medium Term Note-Programm (20 Mrd €) arrangiert. Zum Jahresende 2003 waren vom Commercial Paper- 2 Mrd € und vom Medium Term Note-Programm 7,5 Mrd € in Anspruch genommen. Bankkredite wurden nicht aufgenommen.

Standard & Poor's hat am 4. August 2003 das Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von AA- bestätigt und den Ausblick von stabil auf negativ geändert. Bei Moody's haben wir seit dem 10. Januar 2003 ein Langfrist-Rating von A1 (stabiler Ausblick). Das Moody's Rating wurde nach dem jährlichen Review 2003 unverändert bestätigt. Die von E.ON emittierten Commercial Papers haben ein Kurzfrist-Rating von A-1+ (Standard & Poor's) und P-1 (Moody's). Nach Bekanntgabe der Übernahme von Midlands Electricity haben beide Ratingagenturen das Rating für E.ON als unverändert bestätigt. Wir wollen mindestens ein „starkes A“-Rating beibehalten.

42 Lagebericht

Management finanzwirtschaftlicher Marktpreisänderungsrisiken

Der E.ON-Konzern ist bei seiner operativen Geschäftstätigkeit und den daraus resultierenden Finanzaktivitäten finanzwirtschaftlichen Marktpreisänderungsrisiken im Währungs-, Zins- und Commoditybereich ausgesetzt. Zur Begrenzung dieser Risiken betreiben wir ein systematisches Finanz- und Risikomanagement. Dazu setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein. Diese Instrumente werden mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert, deren Bonität wir laufend überwachen.

Das Nominalvolumen der Sicherungsgeschäfte im Zins-, Devisen- und Aktienbereich betrug zum 31. Dezember 2003 24.385 Mio €. Die Marktwerte dieser Sicherungsgeschäfte beliefen sich auf 606 Mio €. Der Rückgang der Derivatetätigkeit ist insbesondere auf die Entkonsolidierung von Degussa, rückläufige konzerninterne Fremdwährungsausleihungen sowie aufgelöste Zinsswaps bei Powergen zurückzuführen.

Zur Begrenzung der Risiken aus der Änderung von Rohstoff- und Produktpreisen setzen wir ebenfalls derivative Finanzinstrumente ein. Im Energiebereich werden Strom-, Gas-, Kohle- und Ölpreissicherungsgeschäfte kontrahiert, um Preisänderungsrisiken abzusichern, eine Systemoptimierung und einen Lastenausgleich zu erzielen sowie eine Margenerhöhung zu erreichen. Der Eigenhandel im Commodity-Bereich findet im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien und innerhalb enger Grenzen statt. Zum 31. Dezember 2003 betrug das Nominalvolumen der Energiederivate 18.296 Mio €. Der Marktwert aller Commodity-Geschäfte beläuft sich auf 102 Mio €.

Die Kreditrisiken aus dem Einsatz der derivativen Finanzinstrumente werden systematisch konzernweit überwacht und gesteuert.

Konzernbilanzstruktur				
in Mrd €	31.12.2003	%	31.12.2002	%
Langfristige Aktiva	87,0	78	86,3	76
Kurzfristige Aktiva	24,9	22	27,2	24
Aktiva	111,9	100	113,5	100
Eigenkapital	29,8	27	25,7	23
Anteile Konzernfremder	4,6	4	6,5	6
Langfristiges Fremdkapital	53,4	48	58,5	51
Kurzfristiges Fremdkapital	24,1	21	22,8	20
Passiva	111,9	100	113,5	100

Vermögens- und Kapitalstruktur

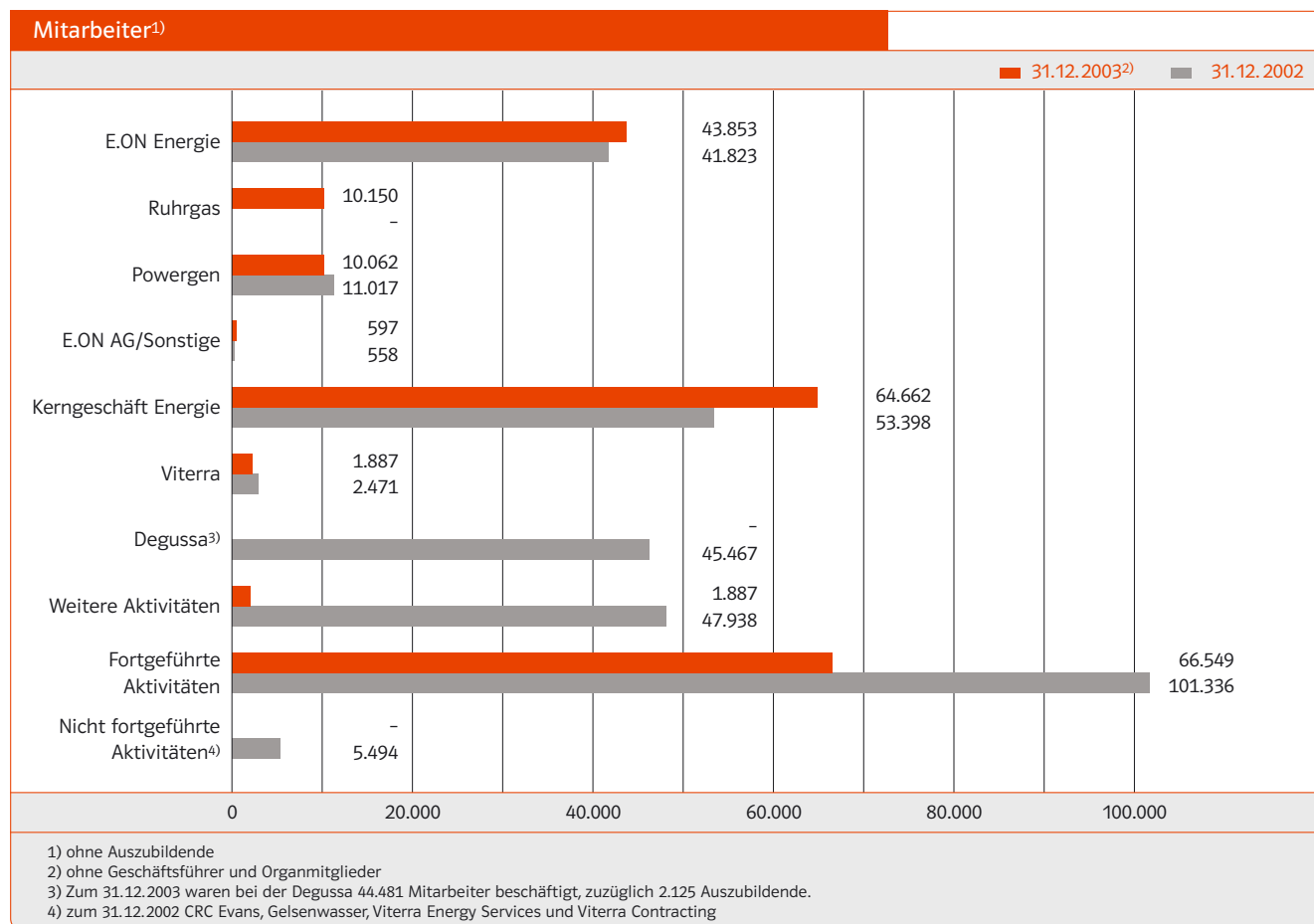
Im Jahr 2003 führten der Erwerb von Ruhrgas und Graninge zu einem Anstieg des langfristig gebundenen Vermögens um 0,7 Mrd €. Das kurzfristig gebundene Vermögen sank dagegen um 2,3 Mrd €. Damit verringerte sich die Bilanzsumme um 1,6 Mrd € auf 111,9 Mrd €. Die Eigenkapitalquote erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr (23 Prozent) auf 27 Prozent.

Das langfristige Fremdkapital ging um 5,1 Mrd € auf 53,4 Mrd € zurück.

Die nachfolgenden Finanzkennziffern zeigen, dass der E.ON-Konzern auch Ende 2003 eine gute Vermögens- und Kapitalstruktur aufwies:

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 34,3 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (Vorjahreswert: 29,8 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 101 Prozent (Vorjahr: 105 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Mitarbeiter



Im E.ON-Konzern waren Ende 2003 weltweit 66.549 Mitarbeiter – zuzüglich 306 Vorstände und Geschäftsführer und 2.528 Auszubildende – bei den fortgeführten Aktivitäten beschäftigt. Insgesamt waren das 34.787 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr (-34,3 Prozent).

Der Rückgang der Mitarbeiterzahl gegenüber dem Vorjahr ist ausschließlich auf den Übergang zur Equity-Konsolidierung der Degussa zum 1. Februar 2003 (-45.467 Mitarbeiter) zurückzuführen.

Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben sowie Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung bei den fortgeführten Aktivitäten betrug im Berichtszeitraum rund 4,9 Mrd € (Vorjahr: 6,4 Mrd €).

Ich habe mit verschiedenen Personen und Integrations-teams bei E.ON eng zusammenarbeiten dürfen. Dabei konnte ich feststellen, dass dieser Konzern über unglaublich talentierte Mitarbeiter verfügt. Der Austausch und die Bündelung ihres Wissens und ihrer einzigartigen Kenntnisse sind der Schlüssel zum langfristigen Erfolg unseres Konzerns.



Dr. Paula Pottinger, Vice President
Human Resources, LG&E Energy LLC

44 Lagebericht

Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern lag im Jahr 2003 bei 69 Mio € (Vorjahr: 380 Mio €). Der Rückgang ist vor allem auf die Entkonsolidierung von Degussa zurückzuführen. Insgesamt arbeiteten im E.ON-Konzern 852 Mitarbeiter im Bereich Forschung und Entwicklung, davon 399 bei E.ON Energie, 437 bei Ruhrgas und 16 bei Powergen.

E.ON Energie beteiligt sich an nationalen und internationalen Forschungsinitiativen in der Energietechnik und führt eigene Projekte zur Erprobung neuer Technologien durch. In der Großkraftwerkstechnik engagiert sich E.ON Energie seit vielen Jahren in Projekten zur Erhöhung des Wirkungsgrades heutiger und zukünftiger Kraftwerksgenerationen. Ein Beispiel ist die Entwicklung der Druckkohlenstaubfeuerung. In die nähere Zukunft gerichtet sind Studien für fossil befeuerte Großkraftwerke. Durch die enge Zusammenarbeit mit führenden Hochschulinstituten auf dem Gebiet der Kraftwerkstechnik und der Energiewirtschaft stellen wir sicher, dass neue Forschungserkenntnisse in unsere Überlegungen zur Auslegung zukünftiger Kraftwerke einfließen.

Die technischen Entwicklungsaktivitäten von Ruhrgas zielen darauf ab, Betrieb und Überwachung des eigenen Leitungssystems zu optimieren. Darüber hinaus gilt es, die Wettbewerbsposition von Erdgas zu verbessern und neue Marktsegmente zu erschließen. Gemeinsam mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt und einer Brandenburger Firma wurde zum Beispiel ein Projekt gestartet, das die Entwicklung eines laserbasierten Gasdetektionssystems verfolgt. Ferner ist Ruhrgas beispielsweise an einem europäischen Kooperationsprojekt beteiligt, in dem seit Anfang 2002 Brennstoffzellen-Heizgeräte in Mehrfamilienhäusern getestet werden.

Die Ingenieurkompetenz von Powergen ist in dem Technologiezentrum PowerTech gebündelt. Dort finden die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für unsere Tochterunternehmen in Großbritannien statt. Darüber hinaus bietet das Technologiezentrum auch Kunden außerhalb der Powergen-Gruppe technische Beratungsleistungen an.

Umweltschutzinvestitionen auf hohem Niveau

Im Geschäftsjahr 2003 haben wir konzernweit mehr als 300 Mio € in den Umweltschutz investiert.

Ziel von E.ON Energie ist es, den Ressourcenverbrauch sowie den Ausstoß von Schadstoffen und CO₂ weiter zu reduzieren. Unsere spezifische CO₂-Emission liegt mit etwa 358 g/kWh im Jahr 2003 knapp 40 Prozent unter dem Durchschnitt der deutschen Stromerzeugung. Damit zukünftig CO₂-Emissionen noch weiter gesenkt werden können, engagiert E.ON Energie sich beispielsweise auch in Forschungsprojekten zu neuen Hochtemperaturbauteilen.

Ruhrgas sorgt mit ihrer Arbeit rund um den Energieträger Erdgas für die Reduzierung umweltbelastender Emissionen. Sie selbst betreibt technisch hochwertige, effiziente und schadstoffarme Anlagen und Maschinen, wobei die Anstrengungen zum Schutz der Umwelt vielfach über die gesetzlichen Vorschriften hinausgehen. So etwa beim Betrieb der Verdichterstationen, die in Ferngasleitungen eingebunden sind. Als Verdichterantriebe kommen überwiegend Gasturbinen zum Einsatz, bei denen durch die Optimierung des Gasflusses sowie den gezielten Einsatz der einzelnen Verdichtereinheiten die CO₂-Emissionen erheblich reduziert werden können.

Powergen hat sich in den vergangenen Jahren zunehmend solchen Maßnahmen zugewandt, die einen positiven Einfluss auf die Gesellschaft und die Umwelt haben. Diese beziehen sich auf den Betrieb, die Produkte und Dienstleistungen, aber auch auf den regelmäßigen Dialog mit der Öffentlichkeit. Im Jahr 2003 hat Powergen unter www.powergenplc.com/crreport erstmals einen so genannten Corporate Responsibility Report veröffentlicht.

Wichtige Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

- Powergen hat am 16. Januar 2004 die Übernahme von Midlands Electricity für insgesamt 1,710 Mrd € (1,177 Mrd GBP) vollzogen und ist nun alleinige Eigentümerin des britischen Stromverteilers.
- E.ON hat am 20. Januar 2004 ihre 4,99-prozentige Beteiligung am spanischen Energieversorger Unión Fenosa für rund 217 Mio € veräußert. Dies entspricht einem Erlös von 14,25 € pro Aktie. E.ON erzielt aus dem Verkauf einen Buchgewinn von rund 26 Mio €.
- Am 26. Januar 2004 übernahmen die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungs-holding und Weser-Ems Energiebeteiligungen die E.ON Energie-Beteiligung an EWE (27,4 Prozent) im Rahmen ihrer Vorerwerbsrechte. Der Aktienkauf- und Übertragungsvertrag vom 8. Dezember 2003 ist damit wirksam vollzogen worden.
- Am 28. Januar 2004 übernahm EWE 32,1 Prozent der VNG-Beteiligung. Die verbleibenden 10 Prozent wurden entsprechend den Auflagen in der Ministererlaubnis ost-deutschen Kommunen zum gleichen Kaufpreis angeboten und von diesen ebenfalls am 28. Januar 2004 übernommen.
- Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat am 11. Februar 2004 der Beschwerde der Teag Thüringer Energie gegen die Untersagungsverfügung des Bundeskartellamts vom 16. Dezember 2002 wegen vermeintlich überhöhter Netznutzungsentgelte stattgegeben. Das Gericht hat erklärt, dass der Kalkulationsleitfaden der Verbändevereinbarung II plus eine anerkannte betriebswirtschaftliche Methode darstellt. Das Oberlandesgericht hat ausdrücklich Rechtsbeschwerde des Bundeskartellamtes zum Bundesgerichtshof zugelassen. In einer Reihe von zivilgerichtlichen Verfahren gegen einzelne Regionalversorger des E.ON-Konzerns stehen Entscheidungen über die Angemessenheit von Netznutzungsentgelten noch aus.

Risikomanagementsystem und bestehende Risiken

Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind. Wir begegnen diesen Risiken durch ein umfassendes Risikomanagementsystem, das integraler Bestandteil der Geschäftsprozesse und Unternehmensentscheidungen ist. Wesentliche Bestandteile dieses Systems sind: ein konzernweit einheitlicher Planungs- und Controllingprozess, konzernweite Richtlinien und Berichtssysteme sowie eine konzernweite Risikoberichterstattung. Unser Risikomanagementsystem zielt darauf ab, die Unternehmensleitung in die Lage zu versetzen, frühzeitig Risiken zu erkennen und gegenzusteuern. Darüber hinaus werden die konzernweiten Planungs-, Steuerungs- und Berichtsprozesse weiter optimiert und miteinander verzahnt.

Die Wirksamkeit unseres Risikomanagementsystems wird regelmäßig durch die Revisionsbereiche unserer Teilkonzerne und der E.ON AG sowie durch unsere Abschlussprüfer gemäß den gesetzlichen Anforderungen überprüft.

Für den E.ON-Konzern und somit auch für die E.ON AG bestehen im Wesentlichen folgende Risiken.

Operative Risiken

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie sowie in der Chemie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen. Wir ergreifen unter anderem folgende intensive Maßnahmen, um diesen Risiken zu begegnen:

- Systematische Schulungs- und Qualifikationsprogramme für unsere Mitarbeiter
- Weiterentwicklung unserer Produktionsverfahren und -technologien
- Regelmäßige Wartung unserer Anlagen und Netze

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

Finanzwirtschaftliche Risiken

Aus dem operativen Geschäft ergeben sich für E.ON Zins-, Währungs-, Commoditypreis- und Kreditausfallrisiken. Die Instrumente zur Sicherung dieser finanzwirtschaftlichen Risiken sind im Konzernanhang ausführlich beschrieben. Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungsrisiken aus Wertpapieren des Umlaufvermögens, die jedoch durch ein geeignetes Fondsmanagement gesteuert werden.

Externe Risiken

Das internationale Marktumfeld, in dem sich die E.ON-Teilkonzerne bewegen, ist durch allgemeine konjunkturelle Risiken und zunehmende Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. Vor allem unser Strombereich ist auf den liberalisierten

46 Lagebericht

Märkten Preis- und Absatzrisiken ausgesetzt. Durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und ein intensives Kundenmanagement minimieren wir diese Risiken. Darüber hinaus steuern wir Marktpreisänderungsrisiken im Energiebereich durch den Strom-, Gas- und Rohstoffhandel. Dabei kommen auch derivative Finanzinstrumente zum Einsatz, deren Organisation und Überwachung sich im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien bewegen.

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

Die Umsetzung der europäischen Richtlinien zur vollständigen Marktöffnung der Strom- und Gasmärkte und die zwingende Einführung einer Regulierungsbehörde wird die bisherige Selbstregulierung der Branchen ersetzen. Die betriebswirtschaftliche Auswirkung einer solchen Regulierung der Netzentgelte in Deutschland ist derzeit noch nicht absehbar.

Am 1. Januar 2005 soll der EU-weite Handel mit CO₂-Zertifikaten beginnen, wie es die EU-Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissions-Zertifikaten vom 13. Oktober 2003 vorsieht. Von dieser Richtlinie sind alle Anlagen mit einer Feuerungsleistung über 20 MW betroffen. E.ON geht davon aus, dass eine Vielzahl der eigenen Kraftwerke unter die Bestimmungen der Richtlinien fallen. Unklar ist derzeit noch, wie viele Zertifikate E.ON zum Ausstoß von CO₂ für den Zeitraum von 2005–2007 zugeteilt werden. Das Genehmigungsverfahren zur Zuteilung soll im Sommer 2004 beginnen, und die Zuteilungen sollen ab September 2004 erfolgen. Erst dann können wir absehen, ob die Anzahl der zugeteilten Zertifikate für die Stromerzeugung innerhalb des E.ON-Konzerns ab 2005 ausreichend ist oder ob wir eventuell Zertifikate auf dem sich ab 2005 bildenden Markt zukaufen müssen.

Bei folgenden Punkten besteht derzeit ebenfalls Unsicherheit:

- Debatte über Rückstellungsfonds im Rahmen des Kernenergie-Richtlinien-Pakets der Europäischen Kommission
- Auswirkungen des gesellschaftsrechtlichen und organisatorischen Unbündlings
- Belastung des Strom- und Gaspreises durch staatliche Eingriffe und damit verbundene Abwälzungsrisiken

Wir verfolgen das Ziel, durch intensiven und konstruktiven Dialog mit Vertretern aus Recht und Politik sachkompetent und aktiv die Rahmenbedingungen mitzugestalten.

IT-Risiken

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme erfolgt durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen. 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 durch die ***Integration** von Ruhrgas wesentlich verändert. Aus heutiger Sicht sind aber auch für die Zukunft keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Teilkonzerne gefährden könnten.

Um im Wettbewerb erfolgreich zu sein, müssen wir unsere Kunden einbeziehen, ihnen zuhören und innerhalb des Unternehmens so zusammenarbeiten, dass wir ihren Bedürfnissen gerecht werden. Nur so entsteht Vertrauen. Und Vertrauen ist der Schlüssel zum Erfolg.

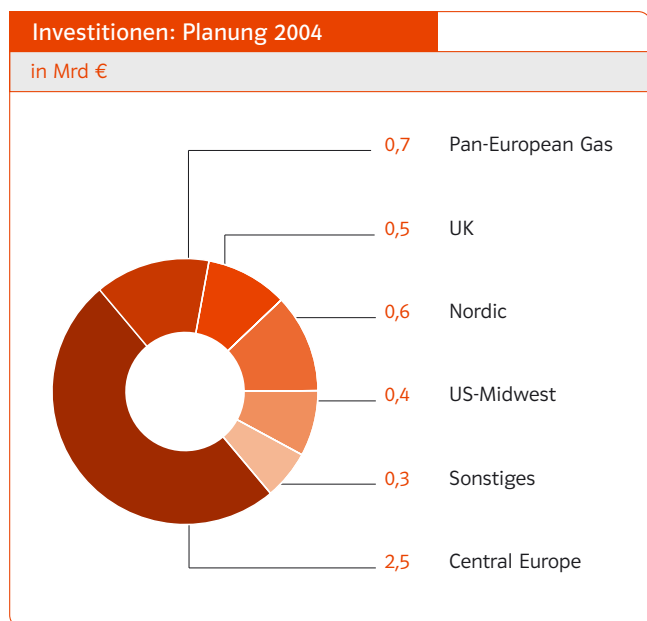


Eva-Lisa Persson,
Customer Center Manager, Sydkraft AB

Ausblick

Für das Jahr 2004 rechnet der Sachverständigenrat mit einer kräftigen Belebung der Weltwirtschaft. Vor allem von den USA sollen bei anhaltend expansiver Fiskal- und Geldpolitik positive Impulse ausgehen. Hier wird ein Zuwachs des Bruttoinlandsproduktes von real 4 Prozent erwartet. Für die EU wird eine deutlich schwächere Entwicklung prognostiziert: Die EU wird diese konjunkturellen Impulse zwar aufnehmen, insgesamt aber lediglich einen Zuwachs von real 1,9 Prozent erreichen. Das Konjunkturgefälle zwischen den USA und der Europäischen Union wird also bestehen bleiben. Die konjunkturelle Entwicklung in Deutschland wird sich 2004 nur langsam beleben. Wie in der Vergangenheit werden die Impulse primär aus dem Export kommen. Die Binnennachfrage bleibt schwach. Der Konsum und die Investitionen werden trotz günstigen monetären Umfelds und allgemein gestiegenen Vertrauens in die wirtschaftliche Entwicklung kaum zunehmen. Der Sachverständigenrat schätzt das wirtschaftliche Wachstum für 2004 in Deutschland auf real 1,5 Prozent.

Ein Ergebnis unseres on-top-Projekts war, dass wir unsere Organisationsstruktur mit Wirkung zum 1. Januar 2004 nach den fünf definierten Zielmärkten – Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest – ausgerichtet haben. Ab dem Jahr 2004 berichten wir in dieser Struktur.



Der Investitionsplanung für das Jahr 2004 liegt auch die neue Struktur des E.ON-Konzerns zugrunde. Mehr als die Hälfte der gesamten Investitionen werden im Ausland getätigt.

Im Jahr 2004 wird die Mitarbeiterzahl im Kerngeschäft aufgrund des Erwerbs von Midlands Electricity in UK und des Erwerbs von Mehrheitsbeteiligungen in Zentraleuropa geringfügig ansteigen.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts diente bei E.ON bis zum Jahresende 2003 das Betriebsergebnis. Ab 2004 verwenden wir das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) als neue operative Steuerungsgröße, da das Zinsergebnis zunehmend zentral gesteuert wird. Ferner ist das EBIT am Kapitalmarkt gebräuchlicher und erleichtert demzufolge Vergleiche mit anderen Unternehmen.

Im Jahr 2004 rechnen wir damit, das Konzern-EBIT gegenüber dem Rekordergebnis des Geschäftsjahres 2003 nochmals steigern zu können.

Für die Market Unit Central Europe gehen wir davon aus, dass das EBIT des Jahres 2004 über dem vergleichbaren Wert des Vorjahres liegen wird. Dies wird vor allem auf Verbesserungen der ***Effizienz** aus der Umsetzung von Best-Practice-Maßnahmen, Erstkonsolidierungen in Zentralosteuropa, die Weitergabe der gestiegenen Stromhandelspreise an Endkunden und die Realisierung regionaler Synergien zurückzuführen sein.

In der Market Unit Pan-European Gas rechnen wir für das Jahr 2004 damit, dass das außergewöhnlich hohe EBIT des Vorjahres nicht wieder erreicht wird. Hierbei unterstellen wir gegenüber dem Jahr 2003 wieder normalisierte Witterungsbedingungen.

Eine deutliche EBIT-Verbesserung erwarten wir für die Market Unit UK. Dazu wird insbesondere die erfolgreiche ***Integration** des neu erworbenen Verteilungsgeschäfts von Midlands Electricity beitragen. Darüber hinaus erwarten wir auch im integrierten Erzeugungs- und Vertriebsgeschäft eine Ergebnissteigerung.

Die Market Unit Nordic wird insbesondere von der erstmals ganzjährigen Vollkonsolidierung von Graninge profitieren. Hier gehen wir ebenfalls von einer spürbaren EBIT-Steigerung aus.

Für die Market Unit US-Midwest rechnen wir mit einer EBIT-Verbesserung in lokaler Währung. Im regulierten Geschäft wird sich die beantragte Tarifierhöhung voraussichtlich positiv auf das Ergebnis auswirken. Das unregulierte Geschäft wird weiterhin von der schwierigen Situation in Argentinien geprägt. In der Berichtswährung Euro hängt das Ergebnis im laufenden Geschäftsjahr von der weiteren Entwicklung des US-Dollar-Wechselkurses ab.

Bei Viterro erwarten wir nach den außergewöhnlichen Steigerungsraten bei den Wohnungsverkäufen im Vorjahr für das Jahr 2004 rückläufige Verkaufszahlen. Das EBIT wird hierdurch voraussichtlich das Vorjahresniveau nicht erreichen.

Trotz weiterer operativer Verbesserungen gehen wir davon aus, dass wir beim Konzernüberschuss das Niveau des Vorjahres voraussichtlich nicht wieder erreichen werden. Buchgewinne, die mit denen des Jahres 2003 vergleichbar wären, zeichnen sich aus heutiger Sicht für das Jahr 2004 nicht ab.



* Performance

* Performance

Wir haben uns ambitionierte finanzielle Ziele gesetzt. So wollen wir unsere Kapitalrendite bis 2006 auf über 10,5 Prozent steigern und jährlich zweistellige Wachstumsraten der Dividende erzielen. Diese Ziele haben wir mit konkreten Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz hinterlegt. So werden wir unsere operative Performance in den nächsten Jahren kontinuierlich steigern und gleichzeitig an unsere Wachstumsschritte strenge finanzielle Kriterien anlegen.



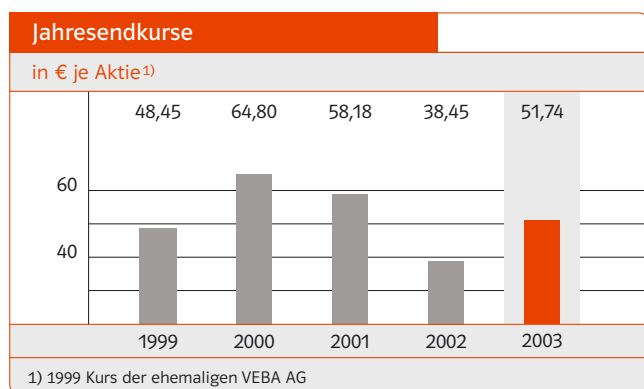
52 Weitere Informationen

E.ON-Aktie und E.ON-Anleihen

Die E.ON-Aktie wird nicht nur an allen deutschen Börsen und der Schweizer Börse gehandelt, sondern auch an der New York Stock Exchange über so genannte American Depositary Receipts (ADRs). Sie ist in allen wichtigen europäischen Aktienindizes enthalten.

Kennzahlen je Aktie			
in €	2003	2002	+/- %
Jahresendkurs	51,74	38,45	+35
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	6,04	-1,10	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1,74	5,07	-66
Dividende	2,00	1,75	+14
Bilanzielles Eigenkapital (31.12.) ¹⁾	45,39	39,33	+15

1) ohne Anteile Konzernfremder



Wertentwicklung der E.ON-Aktie im Jahr 2003 erheblich über Markt

In einem nach wie vor schwierigen Umfeld stieg der Wert der E.ON-Aktie um 34,6 Prozent und schnitt damit im Vergleich zum europäischen Aktienmarkt (EuroStoxx50 +18,4 Prozent) sowie zum europäischen Branchenindex Stoxx Utilities (+14,9 Prozent) spürbar besser ab. Berücksichtigt man die Wiederanlage der Bardividende, nahm der Wert eines E.ON-Aktiendepots im Jahr 2003 um 39,9 Prozent zu und entwickelte sich damit besser als der deutsche Aktienmarkt (DAX +37,1 Prozent).

E.ON-Aktien-Performance langfristig überdurchschnittlich

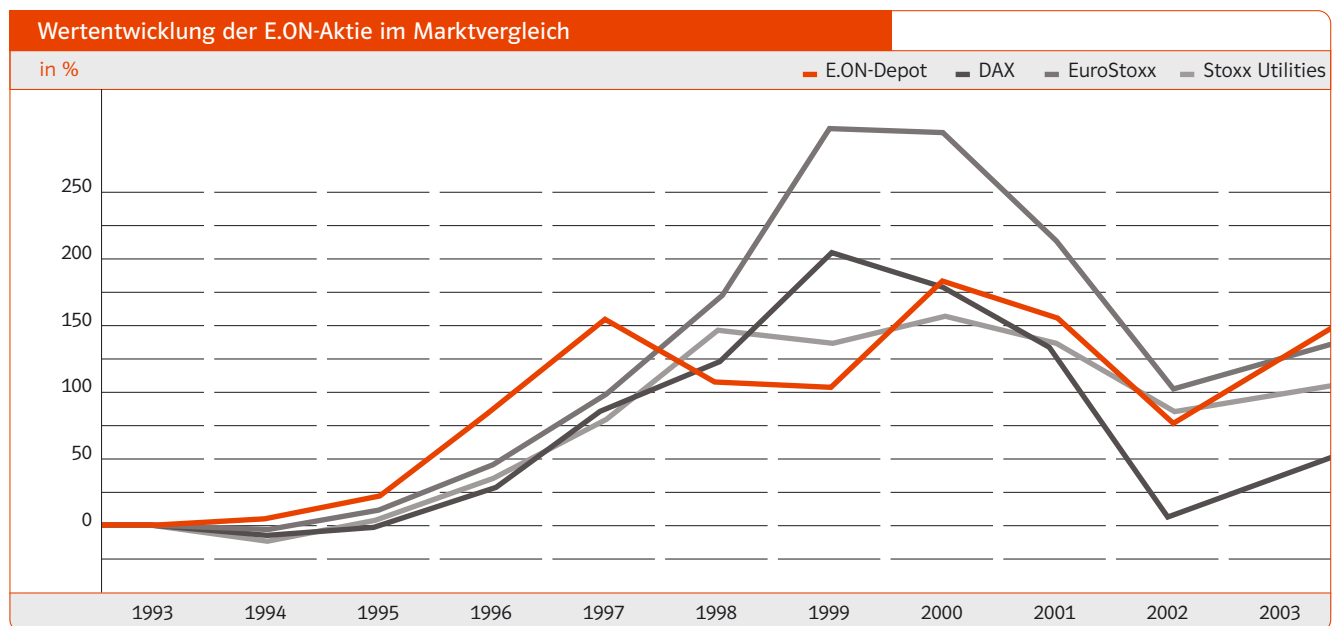
Das Vermögen eines langfristig orientierten E.ON-Aktionärs, der Ende 1993 E.ON-Aktien im Wert von 5.000 € gekauft hatte, stieg seitdem inklusive wiederangelegter Dividenden auf mehr als 12.000 €. Mit einer Rendite von 9,4 Prozent pro Jahr erzielte die E.ON-Aktie eine höhere Wertsteigerung als der deutsche Aktienmarkt (DAX +5,8 Prozent pro Jahr). Während sich der europäische Gesamtmarkt, gemessen am EuroStoxx50, mit +9,1 Prozent pro Jahr ähnlich wie die E.ON-Aktie entwickelte, stieg der vergleichbare europäische Branchenindex Stoxx Utilities nur um 7,5 Prozent pro Jahr.

Ein Anleger, der Ende 1998 E.ON-Aktien im Wert von 5.000 € gekauft hatte, erzielte inklusive wiederangelegter Bardividenden einen Wertzuwachs von 15,4 Prozent. Die ***Performance** des deutschen Aktienmarktes (DAX -20,7 Prozent), des europäischen Gesamtmarktes (EuroStoxx50 -10,6 Prozent) und der anderer europäischer Versorger (Stoxx Utilities -15,5 Prozent) blieb dagegen deutlich zurück.

Dividende auf 2 € erhöht

Für das Geschäftsjahr 2003 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer von 1,75 € um 14,3 Prozent auf 2 € je Aktie erhöhten Bardividende vorgeschlagen. Seit 1999 steigt die Dividende damit um 60,0 Prozent von 1,25 € auf 2 € bzw. um durchschnittlich 12,5 Prozent pro Jahr. Bezogen auf den Jahresendkurs 2003 beträgt die Dividendenrendite 3,9 Prozent.

- Wertentwicklung der E.ON-Aktie erheblich über Markt
- Ruhrgas übertrifft Erwartungen
- Mehrheit an Graninge und Midlands Electricity übernommen



E.ON-Anleihen

Im Rahmen des Medium Term Note-Programmes begab E.ON im Mai 2002 auf dem internationalen Anleihenmarkt erstmals mehrere Anleihen in Euro und Pfund Sterling. Ihr Gegenwert betrug 7,3 Mrd €. Die Anleihen haben sich seither auch im Sekundärmarkt sehr gut entwickelt.

Die E.ON-Anleihen sind unter anderem in den relevanten Anleihen-Indizes enthalten. Die Auswahl der Anleihen, die für die Indexberechnung verwendet werden, unterliegt strengen Auswahlkriterien wie z.B. Rating, Laufzeit und Mindestvolumen.

Investor Relations mit „Neuer Energie“

Die Aufgabe von Investor Relations besteht darin, mit Investoren und Analysten gezielt und kontinuierlich zu kommunizieren, um diese bei einer angemessenen Bewertung der

Geschäftslage sowie der zukünftigen Unternehmensentwicklung zu unterstützen. Unerlässlich ist dabei der Aufbau einer langfristig vertrauensvollen Beziehung sowohl zu institutionellen als auch zu privaten Anlegern in Aktien und Anleihen. Hierzu stellt unser Investor Relations-Team zu jeder Zeit aktuelle und umfassende Informationen mit hoher ***Transparenz** zur Verfügung.

Als Marktführer sind wir gefordert, uns besser und schneller auf Marktentwicklungen einzustellen als die Wettbewerber. Wenn wir Trends frühzeitig erkennen und mitgestalten können, profitieren davon unsere Kunden und auch die E.ON-Aktionäre.



Dr. Uwe Kolks, Geschäftsbereichsleiter
Sales Management, E.ON Energie AG

54 E.ON-Aktie und E.ON-Anleihen

Kennzahlen zur E.ON-Aktie ¹⁾						
je Aktie		1999	2000	2001	2002	2003
Ergebnis						
aus fortgeführten Aktivitäten	€	-	4,74	3,76 ²⁾	-1,10	6,04
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	€	-	0,33	-0,09 ²⁾	5,07	1,74
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	€	-	-	-0,04 ²⁾	0,29	-0,67
aus Konzernüberschuss	€	3,90	5,07	3,81 ²⁾	4,26	7,11
Dividende	€	1,25	1,35	1,60	1,75	2,00
Dividendensumme	Mio €	628	972	1.100	1.142	1.312
Höchstkurs	€	62,60	66,55	64,50	59,97	51,74
Tiefstkurs	€	41,60	41,01	46,91	38,16	34,67
Jahresendkurs	€	48,45	64,80	58,18	38,45	51,74
Anzahl ausstehender Stückaktien	Mio	503	621	674	652	656
Börsenwert	Mrd €	24,4	49,5	40,3	26,6	35,8
Eigenkapital ³⁾	€	36,09	38,61	36,30	39,33	45,39
Marktwert/Buchkurs ⁴⁾	%	134	168	160	98	114
Umsatz in E.ON-Aktien ⁵⁾	Mrd €	21,1	28,6	38,3	39,9	38,5
Umsatz deutsche Aktien	Mrd €	755,5	1.179,9	1.025,7	859,9	807,8
Anteil E.ON	%	2,8	2,4	3,7	4,6	4,8

1) Werte 1999 beziehen sich auf den ehemaligen VEBA-Konzern
 2) um Discontinued Operations und Goodwill-Abschreibungen angepasste Werte
 3) ohne Anteile Konzernfremder
 4) Aktienkurs am Jahresende in Prozent des bilanziellen Eigenkapitals (ohne Anteile Konzernfremder) je Aktie
 5) an allen deutschen Börsen, inkl. XETRA

In Einzelgesprächen und Roadshows im In- und Ausland halten wir engen Kontakt zu unseren institutionellen Anlegern in Aktien und Anleihen. Außerdem führen wir regelmäßig zu allen Jahres- und Quartalsabschlüssen sowie bei wesentlichen Transaktionen – wie beispielsweise Akquisitionen – Telefonkonferenzen durch. Über das Internet werden wir dem Gleichbehandlungsprinzip von institutionellen und privaten Anlegern gerecht. Privatanleger haben die Möglichkeit, unter www.eon.com ausführliche Informationen abzurufen sowie Telefonkonferenzen, Analysten- und Investorenkonferenzen und Ausschnitte der Hauptversammlung live zu verfolgen. Dort stehen auch alle relevanten Präsentationen und Reden zur Verfügung.

Ratings der E.ON AG			
	Langfris- tiges Rating	Kurzfris- tiges Rating	Ausblick
Moody's	A-1	P-1	stabil
Standard & Poor's	AA-	A-1+	negativ
Fitch ¹⁾	AA-	F-1+	negativ

1) unsolicited Rating, nicht in Auftrag gegebenes Rating

Die wichtigsten Ereignisse des Jahres 2003 waren die Übernahme der Ruhrgas, die konsequente Fortsetzung des Desinvestitionsprogrammes und nicht zuletzt das konzernweite Struktur- und Strategieprojekt on·top. Die darin formulierten

ambitionierten Strategie- und Performance-Ziele stellten uns vor deutlich höhere Kommunikationsanforderungen. Hinzu kam, dass der Informationsbedarf durch die angestrebte Regulierung im Strom- und Gasbereich und die Diskussionen um den CO₂-Emissionshandel deutlich größer wurde.

Im on·top-Projekt war die transparente Kommunikation hinsichtlich Strategie und Finanzkennzahlen ein zentrales Thema. Für Investor Relations bedeutet dies, die Kapitalmarktkommunikation weiter zu verbessern und somit die langfristige und vertrauensvolle Beziehung zu den Analysten und Investoren zu vertiefen.



Kiran Bhojani,
Bereichsleiter Investor Relations, E.ON AG

Dem persönlichen Kontakt zum Kapitalmarkt werden wir künftig eine noch größere Bedeutung beimessen. Deshalb werden wir den Service für unsere ständig wachsende Zielgruppe im Jahr 2004 sukzessive ausbauen.

Wertentwicklung nach Segmenten

55

Konzernweit einheitliches Wertmanagement zur Steuerung unserer Geschäftsfelder

Die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes steht im Mittelpunkt unserer Unternehmenspolitik. Im Rahmen des on-top-Projektes haben wir uns daher insbesondere für unsere Wertentwicklung ein ambitioniertes Ziel gesetzt: Die Rendite auf das eingesetzte Kapital, den Return on Capital Employed (ROCE), wollen wir bis zum Jahr 2006 auf mindestens 10,5 Prozent steigern. Diesem Ziel sind wir im Geschäftsjahr 2003 deutlich näher gekommen.

Zur wertorientierten Planung, Steuerung und Kontrolle des Gesamtunternehmens sowie der einzelnen Geschäftsfelder setzen wir ein konzernweit einheitliches Planungs- und Controllingsystem ein, das die effiziente Allokation unserer finanziellen Ressourcen gewährleistet.

Zentrale Kriterien zur Beurteilung der Wertentwicklung des operativen Geschäfts von E.ON sind ROCE und Value Added. Für die periodische Erfolgskontrolle unserer Geschäftsfelder wird der ROCE den geschäftsspezifischen Kapitalkosten gegenübergestellt. Bei der Wertanalyse kommt neben dem ROCE als relatives Maß der ***Performance** gleichzeitig der Indikator Value Added für den absoluten Wertbeitrag eines Geschäftsfeldes zum Einsatz.

Wir ermitteln die Kapitalkosten für das eingesetzte Vermögen als gewichteten Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Die Renditeansprüche der Eigen- und Fremdkapitalgeber fließen mit den jeweiligen Marktwerten in die Mittelwertbildung ein. Die Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in die E.ON-Aktie erwarten. Als Kosten des Fremdkapitals setzen wir die langfristigen Finanzierungsbedingungen des E.ON-Konzerns nach Steuern an.

Die folgende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern. Für den E.ON-Konzern ergaben sich im Jahr 2003 durchschnittliche Kapitalkosten nach Steuern von 6,2 Prozent; vor Steuern betrugen sie 9,5 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr blieben die Kapitalkosten unverändert. Aufgrund des anhaltend niedrigen Zinsniveaus werden wir unsere Kapitalkosten für das Jahr 2004 nach unten anpassen. Das im Rahmen von on-top gesetzte Renditeziel von mindestens 10,5 Prozent im Jahr 2006 bleibt davon unberührt.

Kapitalkosten	
Risikoloser Zinssatz	5,6 %
Marktprämie ¹⁾	5,0 %
Beta-Faktor ²⁾	0,7
Eigenkapitalkosten nach Steuern	9,1 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	5,9 %
Tax Shield (35 %) ³⁾	-2,1 %
Fremdkapitalkosten nach Steuern	3,8 %
Anteil Eigenkapital	45 %
Anteil Fremdkapital	55 %
Kapitalkosten nach Steuern	6,2 %
Steuersatz	35 %
Kapitalkosten vor Steuern	9,5 %
¹⁾ Die Marktprämie entspricht der langfristigen Überrendite des Aktienmarktes im Vergleich zu Bundesanleihen. ²⁾ Der Beta-Faktor dient als Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum gesamten Aktienmarkt: Ein Beta größer eins signalisiert ein höheres Risiko, ein Beta kleiner eins dagegen ein niedrigeres Risiko als der Gesamtmarkt. ³⁾ Mit dem so genannten Tax Shield wird die steuerliche Abzugsfähigkeit der Fremdkapitalzinsen in den Kapitalkosten berücksichtigt.	

Auf Segmentebene werden die Kapitalkosten in der gleichen Weise wie auf Konzernebene entsprechend dem individuellen Geschäftsrisiko abgeleitet. Unsere Renditeanforderungen in den einzelnen Segmenten variieren zwischen 7,6 und 10,1 Prozent vor Steuern.

Wertanalyse mit ROCE und Value Added

Der ROCE misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft zu erzielenden Erfolg auf das eingesetzte Kapital. Er wird als Quotient aus dem Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Earnings before Interest and Taxes = EBIT) und dem investierten Kapital (Capital Employed) berechnet. Mit der Ergebnisgröße EBIT haben wir eine Kennzahl gewählt, die frei von steuerlichen und finanzwirtschaftlichen Einflüssen ist. Einmalige oder seltene Einflüsse werden ebenfalls aus dem EBIT eliminiert. Hierzu zählen insbesondere Buchgewinne und Restrukturierungsaufwendungen.

Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital vom betrieblich gebundenen Anlage- und Umlaufvermögen der einzelnen Geschäftsfelder abgezogen. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind.

56 Wertentwicklung nach Segmenten

E.ON-ROCE		
in Mio €	2003	2002
Betriebsergebnis	4.565	3.817
+ Betriebsergebniswirksames Zinsergebnis ¹⁾	-1.663	-832
= EBIT	6.228	4.649
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	60.905	61.467
+ Beteiligungen	14.959	13.404
+ Kumulierte Goodwill-Abschreibungen	534	1.284
+ Vorräte	2.477	3.840
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	6.053	6.860
+ Übriges unverzinsliches Umlaufvermögen inkl. aktive latente Steuern und RAP	11.295	11.523
- Unverzinsliche Rückstellungen ²⁾	12.170	13.305
- Unverzinsliche Verbindlichkeiten inkl. passiver latenter Steuern und RAP	21.394	21.403
= Capital Employed zum Stichtag 31.12.	62.659	63.670
Capital Employed im Jahresdurchschnitt³⁾	62.696	50.670
ROCE⁴⁾	9,9 %	9,2 %
Kapitalkosten	9,5 %	
Value Added	251	-152

¹⁾ Zinsaufwand wird hinzugerechnet, Zinsertrag wird abgezogen. Zur Herleitung des betriebsergebniswirksamen Zinsergebnisses vgl. die Überleitung in den Segmentinformationen nach Bereichen, S. 112.
²⁾ Zu den unverzinslichen Rückstellungen zählen im Wesentlichen die kurzfristigen Rückstellungen. Pensions- und Entsorgungsrückstellungen werden nicht in Abzug gebracht (vgl. hierzu Fußnoten 23 und 24 im Anhang, S. 164–169).
³⁾ Um innerjährliche Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, ermitteln wir das durchschnittliche Capital Employed ab dem Geschäftsjahr 2003 als Mittelwert von Jahresanfangs- und Endbestand sowie der Bestände an den drei Quartalsstichtagen. Das Capital Employed betrug zum 31.3.2003 62.477 Mio €, zum 30.6.2003 62.358 Mio € und zum 30.9.2003 62.315 Mio €.

⁴⁾ Im Geschäftsbericht 2002 haben wir einen ROCE von 9,3% veröffentlicht. Die Abweichung ist im Wesentlichen durch die Veräußerung von Gelsenwasser bedingt, die in die Nicht fortgeführten Aktivitäten umgegliedert worden ist.

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

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

Die nebenstehende Tabelle zeigt die Herleitung von ROCE und Value Added für den E.ON-Konzern. Um einen konsistenten Vergleich mit dem Vorjahr zu gewährleisten, haben wir Ergebnis und Kapitaleinsatz im Jahr 2002 um nicht fortgeführte Aktivitäten bereinigt.

Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2003

Im Geschäftsjahr 2003 hat sich unsere Kapitalrendite auf 9,9 Prozent verbessert. Sie lag damit deutlich über den Kapitalkosten von 9,5 Prozent vor Steuern. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die positive Entwicklung in unserem Kerngeschäft Energie zurückzuführen. Neben der erneuten Verbesserung bei E.ON Energie trug hierzu maßgeblich die erstmals vollständige Einbeziehung von Ruhrgas bei.

E.ON Energie steigert Rendite

E.ON Energie konnte die Rendite im Jahr 2003 bei wachsender Kapitalbasis erneut steigern. Der ROCE übertraf mit 14,3 Prozent deutlich die geschäftsspezifischen Kapitalkosten. Insgesamt resultierte daraus ein spürbarer Anstieg des Value Added. Die Verbesserung der Rendite wurde von allen Geschäftsbereichen getragen. Im inländischen Stromgeschäft wirkten vor allem die Strompreiserholungen, das preisbedingt höhere Handelsergebnis sowie die fortgesetzten Effizienzsteigerungsmaßnahmen positiv auf die Rendite. Im Auslandsgeschäft resultiert der Anstieg der Rendite vor allem aus der positiven Entwicklung unserer zentralosteuropäischen und skandinavischen Aktivitäten. Der im Geschäftsjahr 2003 deutlich gestiegene Kapitaleinsatz entfällt im Wesentlichen auf das akquisitionsbedingte ***Wachstum** im In- und Ausland.

Ruhrgas übertrifft Erwartungen

Auch Ruhrgas hat im Jahr 2003 mit einem ROCE von 10,8 Prozent die Kapitalkosten übertroffen. Damit wurden im ersten Jahr der vollständigen Einbeziehung von Ruhrgas in den E.ON-Konzern unsere Erwartungen deutlich übertroffen. Diese erfreuliche Entwicklung ist auf eine Reihe von Faktoren zurückzuführen, die das Jahr 2003 außerordentlich begünstigt haben. So hat die Kapitalrendite unter anderem vom gestiegenen Gasabsatz profitiert. Darüber hinaus wirkten sich die Nachfragespitzen des ersten Quartals, die Optimierung des Beschaffungsmanagements sowie die Entwicklung der Heizölpreise positiv auf die Renditeentwicklung aus.

ROCE nach Geschäftsbereichen¹⁾

in Mio €	E.ON Energie		Ruhrgas		Powergen		Viterra		Degussa ¹⁾		Sonstige/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Betriebsergebnis	3.058	2.782	1.128	-	620	329	295	203	157	655	-693	-152	4.565	3.817
+ Betriebsergebniswirk- sames Zinsergebnis ²⁾	776	285	41	-	285	127	161	184	19	281	381	-45	1.663	832
= EBIT	3.834	3.067	1.169	-	905	456	456	387	176	936	-312	-197	6.228	4.649
÷ Capital Employed	26.734	22.997	10.814	-	15.740	8.034	4.295	4.664	3.181	11.025	1.932	3.950	62.696	50.670
= ROCE	14,3%	13,3%	10,8%	-	5,7%	5,7%	10,6%	8,3%	5,5%	8,5%	-	-	9,9%	9,2%
Kapitalkosten	9,9%		9,0%		8,6%		7,6%		10,1%	12,0%	-		9,5%	
Value Added	1.176	782	195	-	-456	-233	129	33	-146	-386	-	-	251	-152

1) Degussa wird ab Februar 2003 at equity in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen. Das Capital Employed umfasst ab diesem Zeitpunkt nur noch das anteilige Eigenkapital in Höhe der Beteiligungsquote von 46,5%. Diesem Kapital steht als Ertrag das Beteiligungsergebnis (nach Steuern) gegenüber. Die Anpassung der Konsolidierungsmethode wirkt sich auch auf die Kapitalkosten aus. Diese entsprechen im Jahr 2003 den Eigenkapitalkosten nach Steuern.

2) Zinsaufwand wird hinzugerechnet, Zinsertrag wird abgezogen.

Powergen auf Vorjahresniveau

Mit 5,7 Prozent lag die Kapitalrendite von Powergen im Jahr 2003 auf dem Niveau des Vorjahres und blieb damit unter den Kapitalkosten von 8,6 Prozent. Die Rendite des UK-Geschäfts entwickelte sich erfreulich, während das US-Geschäft weiterhin durch ein negatives Marktumfeld beeinträchtigt wurde.

Im UK-Geschäft wurden mit der erfolgreichen ***Integration** der Vertriebsaktivitäten von TXU signifikante Kosteneinsparungen erzielt. Außerdem wirkte sich die gestärkte Position im attraktiven Endkundengeschäft positiv auf die Rendite aus. Mit der Übernahme von Midlands Electricity soll durch die Realisierung von Synergiepotenzialen die Rentabilität im Jahr 2004 weiter gesteigert werden. Die Rendite des US-Geschäfts wurde durch den schweren Eisregen in Kentucky Anfang 2003, die schleppende konjunkturelle Entwicklung in Kentucky und anhaltenden Kostendruck belastet. Die Ende 2003 beantragte Tarifierhöhung im regulierten Geschäft wird voraussichtlich zu einer Verbesserung der Rendite führen.

Die Kapitalbasis stieg wesentlich an, weil Powergen im Jahr 2002 erst ab Jahresmitte in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen wurde.

Weitere Aktivitäten

Viterra konnte im Jahr 2003 die Kapitalrendite merklich verbessern. Der ROCE übertraf mit 10,6 Prozent die geschäftsspezifischen Kapitalkosten von 7,6 Prozent deutlich. Ausschlaggebend für die Verbesserung der Rendite sind vor allem gestiegene Bestandsverkäufe. Positiv wirkte sich zudem die Abwicklung der verlustträchtigen Viterra-Baupartner aus.



Dr. Thomas König, Bereichsleiter
Controlling/Unternehmensplanung, E.ON AG

Bei Degussa wurde durch die Umstellung auf die At-equity-Konsolidierung seit Februar 2003 die Kapitalbindung auf den Beteiligungsbuchwert reduziert. Die Rendite lag im Jahr 2003 aufgrund des weiterhin schwierigen wirtschaftlichen Umfelds unter den Kapitalkosten.



*Marktführerschaft

* Marktführerschaft

In unseren fünf Zielmärkten Central Europe, Nordic, UK, US-Midwest und Pan-European Gas haben wir führende Marktpositionen im Strom- und Gasgeschäft. Durch Kompetenz und Stärke können wir sowohl für unsere Kunden als auch für unsere Investoren den höchsten Wert schaffen. Die Erreichung und der Ausbau führender Marktpositionen werden auch bei künftigen Investitionsentscheidungen eine entscheidende Rolle spielen.



62 Mitarbeiter

Mitarbeiter ¹⁾			
	31.12.2003 ²⁾	31.12.2002	+/- %
E.ON Energie	43.853	41.823	+5
Ruhrgas	10.150	-	-
Powergen	10.062	11.017	-9
E.ON AG/Sonstige	597	558	+7
Kerngeschäft Energie	64.662	53.398	+21
Viterra	1.887	2.471	-24
Degussa ³⁾	-	45.467	-
Weitere Aktivitäten	1.887	47.938	-96
Fortgeführte Aktivitäten	66.549	101.336	-34
Nicht fortgeführte Aktivitäten ⁴⁾	-	5.494	

1) ohne Auszubildende
 2) ohne Geschäftsführer und Organmitglieder
 3) Zum 31.12.2003 waren bei der Degussa 44.481 Mitarbeiter beschäftigt, zuzüglich 2.125 Auszubildende.
 4) zum 31.12.2002 CRC Evans, Gelsenwasser, Viterra Energy Services und Viterra Contracting

Im E.ON-Konzern waren Ende 2003 weltweit 66.549 Mitarbeiter bei den fortgeführten Aktivitäten beschäftigt, zuzüglich 306 Vorstände und Geschäftsführer sowie 2.528 Auszubildende. Insgesamt waren das 34.787 Mitarbeiter weniger als im Vorjahr (-34,3 Prozent). Dieser Rückgang ist vor allem auf den Übergang zur At-equity-Konsolidierung von Degussa zum 1. Februar 2003 (-45.467 Mitarbeiter) zurückzuführen.

Die Zahl der Beschäftigten bei E.ON Energie ist zum 31. Dezember 2003 um 2.030 Mitarbeiter (4,9 Prozent) auf insgesamt 43.853 Mitarbeiter gestiegen. Dies ist maßgeblich auf den Erwerb der tschechischen Energieversorgungsunternehmen JCE und JME sowie von Graninge im vierten Quartal des Jahres 2003 zurückzuführen.

Bei Ruhrgas, die erstmals im Jahr 2003 konsolidiert wurde, stieg die Anzahl der Mitarbeiter gegenüber dem Halbjahr (10.008 Mitarbeiter) leicht um 1,4 Prozent auf 10.150 Mitarbeiter an.

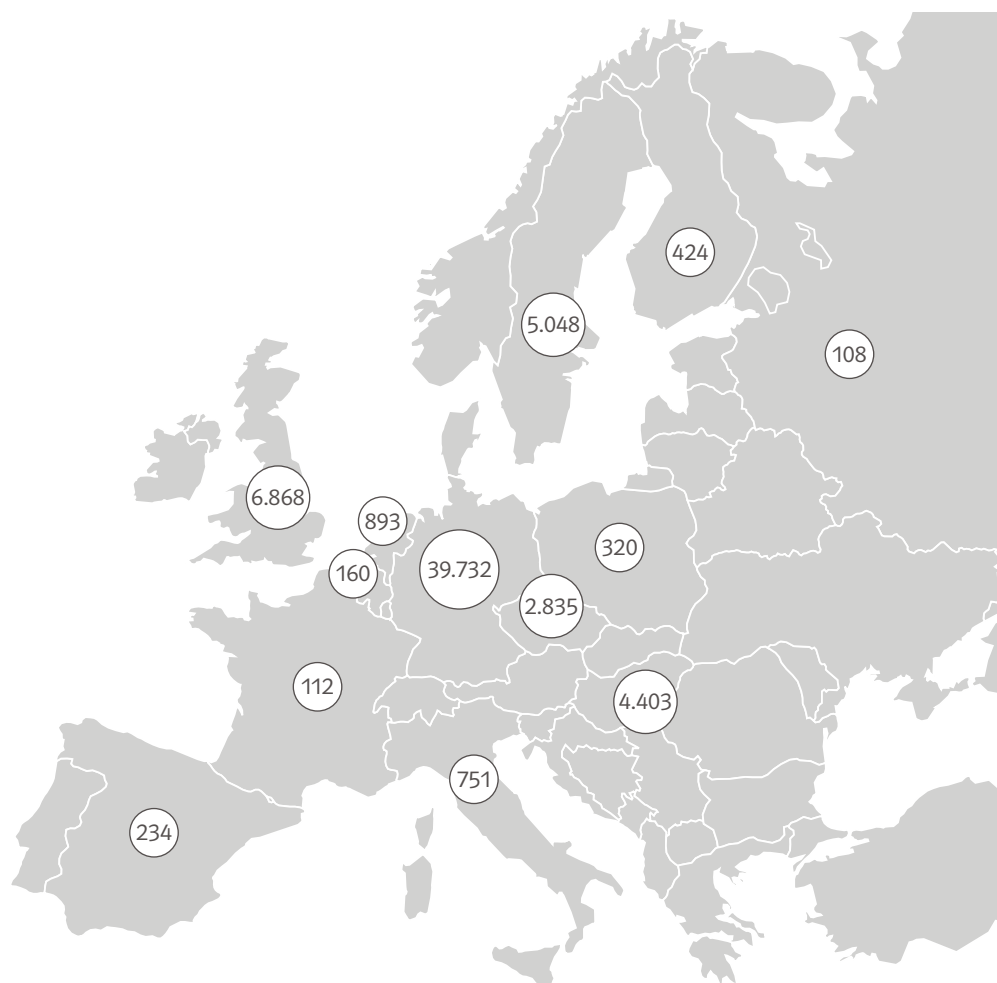
Die Gesamtbelegschaft der Powergen-Gruppe setzt sich aus 6.541 Mitarbeitern bei Powergen und 3.521 Mitarbeitern bei LG&E Energy zusammen. Seit Jahresbeginn ist die Gesamtbelegschaft der Powergen-Gruppe um 955 Mitarbeiter (8,7 Prozent) gesunken. Der Stellenabbau fand im Rahmen der ***Integration** der früheren TXU-Aktivitäten statt.

Am 31. Dezember 2003 waren bei Viterra 1.887 Mitarbeiter beschäftigt. Damit verringerte sich der Personalstand im Vergleich zum 31. Dezember 2002 um 584 Mitarbeiter (23,6 Prozent).

Unter den Führungskräften eine konzernweite Identität zu schaffen, ist Teil der Integrationsstrategie von E.ON. Als von Powergen entsandte Mitarbeiterin kann ich bei der Leitung einer Reihe von Integrationsprojekten auf mein Wissen in Fragen internationaler Vergütungen und Leistungen für Führungskräfte zurückgreifen.



Jane Nicholson, Leiterin Internationale Führungskräftevergütung, E.ON AG



Geographische Struktur

Die Anzahl der im Ausland beschäftigten Mitarbeiter ist im Vergleich zum Vorjahr auf insgesamt 29.499 Mitarbeiter (44,3 Prozent) gesunken, vor allem aufgrund der Entkonsolidierung von Degussa. In Europa sind Mitarbeiter vor allem in Deutschland, Großbritannien, Schweden und Ungarn beschäftigt.

Mitarbeiter ¹⁾	
	31.12.2003
Europa (gesamt)	61.923
Nordamerika	5.929
Süd-/Mittelamerika	922
Asien	326
Andere Kontinente	283
Summe	69.383

1) einschließlich Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende

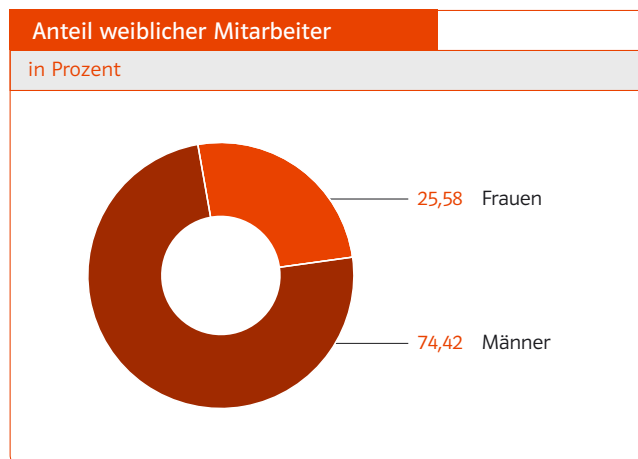
Teilzeit

Teilzeitmodelle bilden einen wichtigen Baustein für einen optimalen Ausgleich zwischen Unternehmensbelangen und Bedürfnissen der Mitarbeiter. Insgesamt waren zum Ende des Jahres 2003 im E.ON-Konzern 4.097 Mitarbeiter in Teilzeit beschäftigt, davon 2.853 Frauen (69,6 Prozent).

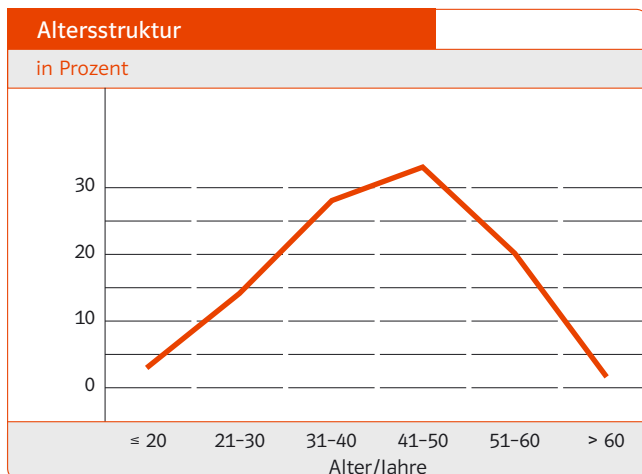
Anteil weiblicher Mitarbeiter und Altersstruktur

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2003 bei knapp 26 Prozent.

Die Altersstruktur zeigt ein ausgewogenes Verhältnis von erfahrenen Mitarbeitern und jungen Nachwuchskräften. Dies ist in Verbindung mit einer durchschnittlichen Betriebszugehörigkeit von rund 15 Jahren eine gute Basis für den langfristigen wirtschaftlichen Erfolg und eine zukunftsgerichtete Nachfolgeplanung.



64 Mitarbeiter

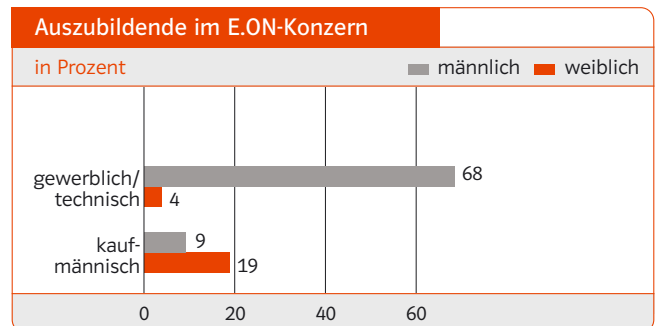


Ausbildung

Zum 31. Dezember 2003 beschäftigte E.ON 2.528 Auszubildende in Deutschland, 566 davon sind weiblich (22,4 Prozent). Mit dieser Zahl konnte E.ON die Ausbildungsquote bei rund 7 Prozent und damit auf dem hohen Niveau des Vorjahres halten. Das große Engagement des E.ON-Konzerns in der Erstausbildung zeigte sich nicht zuletzt in der E.ON-Ausbil-

Auszubildende	
Teilkonzern	31.12.2003
E.ON Energie	2.254
Ruhrgas	204
E.ON AG/Sonstige	7
Kerngeschäft Energie	2.465
Viterra	63
Fortgeführte Aktivitäten	2.528
Degussa	2.125

dungsinitiative vom Oktober 2003. Im Rahmen dieser Initiative haben wir zusätzlich zu den bereits bestehenden Aktivitäten im Ausbildungsbereich weiteren 300 jungen Menschen die Möglichkeit einer Ausbildung (60 Plätze) oder eines ausbildungsvorbereitenden Praktikums (240 Plätze) gegeben. Mit diesem Beitrag stellt sich E.ON seiner gesellschaftlichen Verantwortung. Insgesamt bieten wir etwa 40 verschiedene Ausbildungsberufe an.



Personal- und Führungskräfteentwicklung im E.ON-Konzern

Die Weiterbildung der Mitarbeiter und Führungskräfte stellt ein wichtiges Ziel der Personalarbeit bei E.ON dar. Im Jahr 2003 wurden die Mitarbeiter des E.ON-Konzerns weltweit in insgesamt über 600.000 Trainingstagen in verschiedensten Bereichen weitergebildet.

Speziell für die oberen Führungskräfte hat E.ON ein Managementsystem entwickelt. Ein wichtiger Baustein ist darin die Bewertung von ca. 300 Funktionen im Rahmen des Projektes Job Grading, in dem Positionen bzw. Stellen konzernweit einheitlich bewertet werden. Dies bildet die Basis für die ***Transparenz** und Vergleichbarkeit der Positionen des Top-Managements.

Als Grundlage für alle wesentlichen Instrumente und Prozesse der Personalentwicklung des E.ON-Konzerns existiert seit Mai 2003 das E.ON Leadership Profile. Es beschreibt diejenigen Kernkompetenzen, auf die der E.ON-Konzern bei der Beurteilung und Förderung von Mitarbeitern und speziell von Potenzialträgern besonderen Wert legt. Sämtliche bereits existierenden Beurteilungsverfahren, aber auch alle Trainingsangebote werden sukzessive an dieses Kompetenzmodell angepasst. Aufbauend auf dem Leadership Profile wurden rund 300 obere Führungskräfte im Rahmen eines Leadership Review auf ihr Potenzial hin bewertet und beurteilt. Die Ergebnisse werden als Basis individueller Entwicklungspläne genutzt.

E.ON Academy

Die E.ON Academy bietet den Führungskräften und dem Führungsnachwuchs der Konzernunternehmen ein gezieltes fachliches und führungsorientiertes Kursprogramm an und unterstützt die Konzerngesellschaften bei der Entwicklung eigener Weiterbildungsprogramme. Für die Teilnahme am Academy-Curriculum sind derzeit 1.050 Führungs- und Nachwuchskräfte nominiert. Neben ausgewählten E-Learning-Bausteinen ist seit 2003 auch die elektronische Managementbibliothek der E.ON Academy allen Mitarbeitern des E.ON-Konzerns zugänglich.

Personaltransfers

Internationale Personaltransfers leisten nicht nur einen wichtigen Beitrag zur weiteren Internationalisierung, sie sind zugleich ein bedeutendes Element der Personal- und Führungskräfteentwicklung bei E.ON. Aus diesem Grund haben wir im Jahr 2003 eine weltweit geltende Expatriate Policy für den E.ON-Konzern entwickelt. Dies beinhaltet neben den materiellen Rahmenbedingungen für Auslandseinsätze auch wichtige Grundsätze zum einen für die Auswahl und Betreuung der betreffenden Mitarbeiter, zum anderen für deren Reintegration nach der Rückkehr.

Integration heißt auch, bewusst auf Konformität zu verzichten. Gemeinsam gelebte Werte bilden ein solides Fundament bei der Integration neuer Gesellschaften und ihrer Mitarbeiter in den E.ON-Konzern.



Jörg Becker, Bereichsleiter
Personal/Organisation, E.ON AG

Interner Stellenmarkt

E.ON ist bemüht, offene Stellen so weit wie möglich aus den eigenen Reihen zu besetzen. Unterstützt wird dies durch einen konzernweiten elektronischen Stellenmarkt. So können sich alle Mitarbeiter über offene Stellen im Konzern informieren und gezielt bewerben. Damit wollen wir den konzernweiten Austausch fördern und die individuelle Entwicklung durch Job-Rotation über Teilkonzerngrenzen hinweg unterstützen.

E.ON Investmentplan – Bausteine für eine langfristige Vermögensbildung

Mit dem E.ON Investmentplan bietet E.ON ihren Mitarbeitern in Deutschland den Erwerb von Anteilen an je einem speziell aufgelegten Aktien- und Rentenfonds zu günstigen Anlagekonditionen an. Ende des Jahres 2003 investierten rund 5.200 Mitarbeiter in den Aktienfonds und etwa 3.000 Mitarbeiter in den Rentenfonds. Das zusätzliche Angebot, im Rahmen dieses Investmentplans E.ON-Mitarbeiteraktien zu zeichnen, wurde ebenfalls in großem Umfang genutzt. Gut 14.000 Mitarbeiter zeichneten knapp 200.000 Mitarbeiteraktien.

Altersvorsorge

Betriebliche Altersvorsorge ist in den meisten unserer Konzernunternehmen ein wichtiger Bestandteil der Gesamtvergütung. Dabei werden unterschiedliche Modelle eingesetzt, die im Hinblick auf konzernübergreifende, lokale und unternehmensspezifische Anforderungen ständig weiterentwickelt werden. Neben arbeitgeberfinanzierten Beiträgen sehen viele unserer Altersversorgungssysteme auch die Möglichkeit der Eigenvorsorge für Mitarbeiter vor.

Arbeitssicherheit, Gesundheitsschutz und Umweltschutz

Im Rahmen des on-top-Projekts hat eine Arbeitsgruppe von Experten aus verschiedenen Konzernunternehmen erstmals konzernweit geltende Grundlagen für die Arbeitssicherheit, den Gesundheitsschutz und den Umweltschutz erarbeitet, die zum Jahresende vom Vorstand der E.ON AG verabschiedet wurden. Die Weiterentwicklung dieser Grundlagen wird durch ein einheitliches Berichtswesen zur Sicherung der Qualität dieses Konzeptes unterstützt.



The Mount

* Integration

* Integration

Integration der neu erworbenen Gesellschaften, Integration von Strom und Gas und Integration der Wertschöpfungsstufen ist eines unserer wichtigsten Prinzipien. Die Ausgestaltung und Optimierung von Schnittstellen, der Transfer von Wissen und die Einbeziehung aller Unternehmen in die Entwicklung des Gesamtkonzerns tragen entscheidend dazu bei, die Entwicklung vom Konglomerat zum integrierten Energieunternehmen zu vollenden.



70 Energiepolitisches Umfeld

Das energiepolitische Umfeld ist zunehmend durch europäische Vorgaben gekennzeichnet. Über Richtlinien und Verordnungen nimmt die EU Einfluss auf die nationale Gesetzgebung.

„EU-Beschleunigungsrichtlinie“ für den Erdgas- und Strombinnenmarkt seit August in Kraft

Im Sommer 2003 wurden nach langen Verhandlungen die europäischen Richtlinien zur Vollendung des Strom- und Gasbinnenmarktes verabschiedet. Sie sind am 4. August 2003 in Kraft getreten und müssen von den Mitgliedstaaten bis zum 1. Juli 2004 umgesetzt werden. Vom 1. Juli 2007 an werden die Strom- und Gasmärkte in den EU-Mitgliedstaaten vollständig für alle Kunden geöffnet sein.

Energie ist die Grundvoraussetzung – für unsere Gesellschaft, unsere Wirtschaft und unsere Sicherheit. Vielleicht haben uns die niedrigen Energiepreise der 90er Jahre in trügerischer Sicherheit gewiegt. Jetzt erinnern uns gestiegene Ölpreise, Klimaänderung und internationale Spannungen wieder daran: Dass nämlich eine moderne Gesellschaft ohne eine dynamische, gut gemanagte und nachhaltige Energiepolitik nicht denkbar wäre.

(Seminar des World Energy Council, Brüssel, 1.4.2003)



Loyola de Palacio, Vize-Präsidentin der Europäischen Kommission, Kommissarin für Verkehr und Energie

Europäische Richtlinie zum Emissionshandel verabschiedet

Obwohl das Kyoto-Protokoll zur weltweiten Verminderung der Treibhausgase bisher nicht in Kraft getreten ist, hält die EU an der in diesem Protokoll eingegangenen Verpflichtung fest, die Treibhausgase bis zum Jahr 2008/12 um 8 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Damit die Verringerung der Emissionen möglichst kostengünstig erfolgt, soll in der EU ein Handel von CO₂-Emissionszertifikaten auf Unternehmensebene eingeführt werden. Die EU hat dazu am 23. Oktober 2003 eine Richtlinie verabschiedet, die den Handel mit CO₂-Emissionsrechten ab dem 1. Januar 2005 vorsieht. Die Mitgliedstaaten werden in der Richtlinie aufgefordert, bis zum 31. März 2004 einen so genannten nationalen Allokationsplan bei der EU-Kommission zur Genehmigung vorzulegen, der Auskunft darüber gibt, wie sie die CO₂-Emissionszertifikate auf die einzelnen am Emissionshandel teilnehmenden Sektoren und Anlagen zu verteilen gedenken.

Politische Einigung zur Richtlinie „Versorgungssicherheit beim Erdgas“

Der Energierat hat am 15. Dezember 2003 die Richtlinie „Versorgungssicherheit bei Erdgas“ beschlossen. Im Rahmen eines 15-monatigen Verhandlungsprozesses wurden wesentliche Änderungen am ursprünglichen Kommissionsvorschlag vorgenommen, die vor allem darauf abzielten, die Verantwortung für die Versorgungssicherheit im Wesentlichen bei den Mitgliedstaaten zu belassen und die Regulierungsschärfe zu vermindern. Die Frist zur Umsetzung in nationales Recht beträgt zwei Jahre.

Deutschland

Umsetzung der „EU-Beschleunigungsrichtlinien“ in Deutschland im Jahr 2004 erwartet

Die „EU-Beschleunigungsrichtlinien“ sehen die Einrichtung einer Regulierungsbehörde verpflichtend vor. Damit ist der Weg des verhandelten Netzzugangs, den Deutschland von Beginn an wählte, nicht mehr gangbar. Außerdem müssen spätestens bis zum Jahr 2007 bei unseren Verteilerunternehmen die Netzbereiche in separate Unternehmen aufgliedert werden.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) bereitet zurzeit einen Gesetzentwurf zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung der Binnenmarktrichtlinien vor. Vorbereitend legte das BMWA Anfang September einen Monitoring-Bericht vor, der über die Erfahrungen mit den Wettbewerbswirkungen bei Strom und Gas berichtete. Die darin getroffenen Aussagen werden von uns grundsätzlich begrüßt – vor allem die Tatsache, dass der Versorgungssicherheit eine große Bedeutung zugemessen wird. Der Bericht bewertet die Verbändevereinbarung Strom als ein wirksames Instrument, das funktionsfähige Netzzugangsbedingungen ermöglichte und zu einer positiven Entwicklung des Wettbewerbs geführt hat.

Für den Gassektor ist aus Sicht des BMWA die Entwicklung eines neuen Netzzugangsmodells geboten. Die Gaswirtschaft hat dazu unter aktiver Beteiligung der Ruhrgas ein so genanntes Entry-Exit-Modell vorgeschlagen, das nur noch bei der Ein- und Ausspeisung Entgelte erhebt, wobei die Entfernung zwischen den Punkten keine Rolle mehr spielt. Die Umsetzung dieses Modells würde nach unserer Auffassung den Gaswettbewerb deutlich fördern.

Schließlich hat sich das BMWA in dem Monitoring-Bericht dafür ausgesprochen, der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) auch die Regulierung des deutschen Strom- und Gasmarktes zu übertragen.

Nationaler Allokationsplan zum Emissionshandel in der Kritik

Deutschland hat sich gegenüber der EU verpflichtet, seine CO₂-Emissionen bis 2008/2012 um 21 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Da Deutschland seine CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 bereits um 19 Prozent vermindert hat, hat

die Bundesregierung der Industrie und Energiewirtschaft eine bedarfsgerechte Zuteilung zugesagt. Das Bundesumweltministerium hat Ende Januar den Entwurf eines nationalen Allokationsplans zur Umsetzung des CO₂-Emissionshandels in Deutschland vorgelegt. Darin wird jedoch eine deutlich stärkere Emissionsminderung für die Industrie und die Energiewirtschaft vorgesehen, als ursprünglich erwartet worden war. Es lässt sich deshalb nicht ausschließen, dass keine bedarfsgerechte Ausstattung mit Emissionszertifikaten erfolgen und somit ein Zukauf von Emissionsrechten am europäischen Markt erforderlich werden könnte.

Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes angestoßen

Am 17. Dezember 2003 hat die Bundesregierung die Novelle des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) beschlossen. Darin wird der von uns seit langem geforderte bundesweite Ausgleich des windbedingten Regelenergiebedarfs im Gesetz festgeschrieben und die Förderung stärker degressiv ausgestaltet. Wesentliche Probleme des EEG wurden aber nicht gelöst. So orientieren sich die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Vergütungssätze auch weiterhin zu wenig an der ***Effizienz** der Erzeugungsanlagen. Die Fördersätze für Photovoltaik, Biomasse und Geothermie wurden sogar deutlich erhöht. Das gilt auch für die Fördersätze für Windkraftanlagen, die auf See errichtet werden (Offshore-Anlagen). Die damit verbundenen Probleme für die Umwelt und den Stromtransport von den Anlagen auf See zu den Verbrauchszentren in Deutschland wurden nach unserer Auffassung bisher jedoch noch nicht ausreichend diskutiert, um eine solche Anhebung der Vergütungssätze rechtfertigen zu können. Insgesamt werden die Belastungen der Verbraucher aus der Förderung erneuerbarer Energien bis 2010 deutlich steigen. Sie haben bereits heute das höchste Niveau in der EU erreicht.

Großbritannien

Energieweißbuch in Großbritannien vorgestellt

Die britische Regierung hat zu Beginn des Jahres 2003 ihre Schwerpunkte der zukünftigen Energiepolitik in einem Weißbuch festgelegt. Neben den Aspekten des Stromhandels und der Versorgungssicherheit widmet es sich vor allem den umweltpolitischen Fragen. Im Zentrum steht die Reduzierung der CO₂-Emission über die nächsten 50 Jahre, die durch den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Verbesserung der Energieeffizienz erreicht werden soll. Ende 2003 wurde der Entwurf einer Energiegesetzesnovelle vorgelegt, die die Umsetzung der umweltpolitischen Ziele des Weißbuchs und die Ausdehnung des Strommarktwettbewerbs auf ganz Großbritannien regeln soll. Die Ziele sollen insbesondere durch die Förderung erneuerbarer Energien sowie das System des CO₂-Emissionshandels, das von 2005 an in der EU gelten wird, erreicht werden.

Entwurf des nationalen Allokationsplans im Januar 2004 erfolgt

Der am 19. Januar 2004 veröffentlichte Entwurf eines nationalen Allokationsplans der britischen Regierung zur Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie zeigt, dass Großbritannien gewillt ist, seine im Kyoto-Protokoll eingegangenen Verpflichtungen zu erreichen und sogar zu übertreffen. Der größte Anteil der Minderungsverpflichtung wird nach diesem Entwurf dem Kraftwerkssektor auferlegt. Die britische Regierung hat akzeptiert, dass mit der Einführung des Emissionshandels ein Anstieg der Strompreise unvermeidlich ist. Der endgültige nationale Allokationsplan soll bis Herbst fertig gestellt werden. Durch den Handel von CO₂-Emissionsrechten soll den Energieversorgern der Umstieg auf sauberere Energieformen erleichtert werden.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Jeder britische Stromversorger ist verpflichtet, einen bestimmten Teil des gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen oder alternativ eine Ausgleichszahlung zu leisten. Diese Quote betrug in 2003 3 Prozent und steigt bis zum Jahr 2010 auf über 10 Prozent an. Im Dezember 2003 gab die Regierung bekannt, diesen Anteil bis zum Jahr 2015/16 auf über 15 Prozent anheben zu wollen. Damit soll Investoren, die in erneuerbare Energien investieren, eine größere Absatzerwartung geboten werden.

USA

Energierichtsreform in den USA geplant

Die bereits für 2002 geplante Verabschiedung der US-Energiegesetzesnovelle ist auch im Jahr 2003 nicht zustande gekommen. Durch die Terror- und Irakproblematik wurde das Gesetzgebungsverfahren verzögert. Im Jahr 2004 wird das Gesetz erneut in den Kongress eingebracht werden.

Im Vordergrund der geplanten Energierichtsreform stehen nach dem großen Blackout in den USA und Kanada am 14. August 2003 der Erlass neuer, einheitlicher Sicherheitsregeln, an die sich alle Marktteilnehmer halten müssen. Das Gesetz würde die Rolle der regionalen Übertragungsnetzorganisationen stärken und den Liberalisierungsprozess im Strom- und Gasbereich vorantreiben. Darüber hinaus würde das für Versorger geltende Rahmengesetz PUHCA wegfallen und die Aufsichtsrechte der Börsenaufsichtsbehörde SEC überarbeitet werden. Dadurch könnten die Berichterstattungspflichten für E.ON vereinfacht werden.

Der Clean Air Act von 1990 verpflichtet Stromerzeuger zur Einhaltung von Emissionsgrenzwerten. LG&E Energy hat durch Nachrüstungen der Kraftwerksanlagen und durch die Nutzung von Emissionsrechten diese Umweltschutzmaßnahmen umgesetzt und konnte damit die SO₂- und NO_x-Emissionen um rund 50 Prozent senken. Weitere Investitionen wurden im Jahr 2003 getätigt, um den Anforderungen der Umweltschutzagentur EPA gerecht zu werden.

72 Umweltschutz

Im Geschäftsjahr 2003 haben sich die Gesellschaften des E.ON-Konzerns in vielen Projekten im Bereich Umweltschutz engagiert.

Viele reden über Nachhaltigkeit. Wir halten uns auch in der Praxis daran und steigern seit Jahrzehnten die Effizienz der Energieversorgung.



Gert von der Groeben,
Generalbevollmächtigter, E.ON AG

E.ON Energie

Ziel von E.ON Energie ist es, den Ressourcenverbrauch sowie den Ausstoß von Schadstoffen und CO₂ weiter zu reduzieren. Unsere spezifische CO₂-Emission von etwa 358 g/kWh im Jahr 2003 liegt knapp 40 Prozent unter dem Durchschnitt der deutschen Stromerzeugung. Ausschlaggebend für diesen guten Erfolg im Umweltschutz ist unser Energiemix: Als größter privater Kernenergiebetreiber Europas und größter Wasserkraftbetreiber Deutschlands und als Betreiber zahlreicher kleinerer Anlagen mit regenerativen Energien konnten wir im Jahr 2003 etwa 59 Prozent unseres produzierten Stroms CO₂-frei erzeugen.

Engagement bei der Entwicklung neuer Technologien

E.ON Energie engagiert sich beispielsweise bei der Entwicklung der Druckkohlenstaubfeuerung und in Forschungsprojekten zu neuen Hochtemperaturbauteilen. In künftigen Kohlekraftwerken sollen durch höhere Wirkungsgrade der Brennstoffverbrauch und damit die CO₂-Emissionen noch weiter gesenkt werden. So ist z. B. geplant, im Block F unseres Kraftwerks Scholven eine Versuchsanlage für neue Hochleistungswerkstoffe zu integrieren. Mit diesen so genannten Nickel-Basiswerkstoffen sollen die für die Effektivität eines Kraftwerks wichtigen zulässigen Dampftemperaturen von derzeit etwa 600 °C auf 700 °C gesteigert werden. Wenn die Versuche erfolgreich abgeschlossen werden, können kohlebefeuerte Kraftwerke künftig einen elektrischen Wirkungsgrad von mindestens 50 Prozent erreichen.

In einem deutschlandweiten Praxistest werden derzeit von unseren Konzernunternehmen Brennstoffzellen-Anlagen zur Hausenergieversorgung auf ihre Alltagstauglichkeit und ihr Betriebsverhalten untersucht. Auch im industriellen Anwendungsbereich führt E.ON Energie eine Reihe von Brennstoffzellen-Projekten mit verschiedenen Herstellern zu praktisch allen Brennstoffzellen-Typen durch.

Hoher Stellenwert für die erneuerbaren Energien

Als einer der größten Wasserkraftbetreiber in Europa erzeugte E.ON Energie im Jahr 2002 fast 18 Mrd kWh CO₂-freien Strom – das entspricht dem 1,5fachen Jahresstromverbrauch der Stadt Berlin.

E.ON Energie ist auch im Bereich der Biomassenutzung führend in Deutschland: Zwei große Biomassekraftwerke in Zolting und Landesbergen mit je 20 MW elektrischer Leistung sind 2003 in Betrieb gegangen und drei weitere sind in Planung bzw. bereits im Bau. Um den energetischen Wirkungsgrad zu verbessern und den Brennstoff optimal zu nutzen, wird in diesen Anlagen – wenn möglich – gleichzeitig auch Wärme ausgekoppelt.

Mit über 14.000 MW befindet sich mehr als ein Drittel der weltweit installierten Windleistung in Deutschland – Tendenz weiter steigend. Fast die Hälfte des in Deutschland erzeugten Windstroms wird in unser Leitungsnetz eingespeist. Daraus ergibt sich eine Reihe von Folgeproblemen: Der Netzausbau wird immer dringlicher, Reserveleistung muss vorgehalten werden, und immer mehr teure Regelleistung muss bereitgestellt werden, damit kurzfristige Windschwankungen ausgeglichen werden können. E.ON Energie betreibt derzeit bundesweit Windenergieanlagen mit einer installierten Kapazität von rund 140 MW.

Ruhrgas

Ruhrgas steht mit ihrer Arbeit rund um den Energieträger Erdgas für die Reduzierung umweltbelastender Emissionen. Sie selbst betreibt technisch hochwertige, effiziente und schadstoffarme Anlagen und Maschinen, wobei die Anstrengungen zum Schutz der Umwelt vielfach über die gesetzlichen Vorschriften hinausgehen.

Internationale Zusammenarbeit – Joint Implementation

Um Erdgas in Leitungen zu transportieren, wird es auf einem erhöhten Druckniveau gehalten. Notwendig dazu sind Verdichterstationen, die im Abstand von 100 bis 150 Kilometern in die Ferngasleitungen eingebunden sind. Als Verdichterantriebe kommen überwiegend Gasturbinen zum Einsatz, bei deren Betrieb CO₂-Emissionen entstehen. Durch die Optimierung des Gasflusses sowie den gezielten Einsatz der einzelnen Verdichtereinheiten können diese jedoch erheblich reduziert werden.

Große internationale Anerkennung findet in diesem Zusammenhang eine Initiative im Rahmen des Joint-Implementation-Prozesses des russischen Erdgasproduzenten OAO Gazprom und der Ruhrgas. Dazu wurde das Ferntransportnetz einer Tochtergesellschaft der OAO Gazprom detailgetreu im Computer modelliert, das über 800 Kilometer Länge verläuft, insgesamt rund 7.500 Kilometer Leitungen mit 266 Verdichtereinheiten umfasst und jährlich nahezu 250 Mrd m³ Erdgas transportiert.

Durch den Einsatz eines Optimierungsprogramms lässt sich der Antriebsenergieverbrauch um etwa 1,5 Mio MWh pro Jahr reduzieren. Damit werden CO₂-Emissionen von 447.000 Tonnen jährlich vermieden. CO₂-Minderungen von internationalem Gewicht in einer Größenordnung von 4,5 Mio t CO₂ lassen sich erreichen, wenn das Projekt auf große Teile des Ferngasleitungsnetzes der Gazprom ausgedehnt wird.

Erdgaseinsätze in Kraftfahrzeugen

Eine große Hürde für die flächendeckende Einführung von Erdgasautos, die erheblich weniger Schadstoffe ausstoßen als diesel- oder benzinbetriebene Kraftfahrzeuge, ist immer noch die geringe Tankstellendichte. In Zusammenarbeit mit den führenden Mineralölunternehmen und kommunalen Marktpartnern werden von der Ferngaswirtschaft bis 2007 bundesweit 1.000 frei zugängliche Erdgastankstellen errichtet. Damit wäre eine flächendeckende Versorgung gewährleistet.

Um Reichweiten zu erzielen, die denen von Benzin- oder Dieselfahrzeugen entsprechen, entwickelt Ruhrgas gemeinsam mit Opel und Ford eine neuartige Speichertechnologie für die Tanks der Erdgasfahrzeuge. Ziel ist es, das Speichervolumen um ca. 35 Prozent zu erhöhen. Durch verbesserte Querschnittsflächennutzung lässt sich der verfügbare Raum im Fahrzeug wesentlich besser nutzen.

Powergen

Hohe Bedeutung für Corporate Responsibility bei Powergen

Powergen hat dem Thema Corporate Responsibility in den vergangenen Jahren zunehmende Aufmerksamkeit gewidmet. Unter Corporate Responsibility versteht Powergen freiwillige Maßnahmen, die einen positiven Einfluss auf die Gesellschaft und die Umwelt haben. Diese Maßnahmen beziehen sich auf den Betrieb, die Produkte und Dienstleistungen, aber auch auf den regelmäßigen Dialog mit der Öffentlichkeit. Zur Verankerung des Themas Corporate Responsibility hat Powergen eine Umweltrichtlinie implementiert, die durch spezifische Verhaltens- und Umsetzungsregeln ergänzt wird. Im gesamten Powergen-Konzern wurde dazu auch ein Umweltmanagementsystem auf der Basis von ISO 14001 eingeführt. Die erstmalige Veröffentlichung eines Corporate Responsibility Report (www.powergenplc.com/crreport) hat dies im Jahr 2003 abgerundet.

Britische Energiepolitik beeinflusst die Aktivitäten von Powergen nachhaltig

Die britische Energiepolitik verfolgt das Ziel, die CO₂-Emissionen Großbritanniens bis 2050 um 60 Prozent zu reduzieren. Die Maßnahmen der britischen Regierung zur Erreichung dieses Ziels werden Powergen kurz- und auch längerfristig betreffen. Besonders der Brennstoffmix, der CO₂-Gehalt der Energieträger, die Entwicklung erneuerbarer Energien sowie die Verbesserung der Energieeffizienz werden wesentliche Maßnahmen der britischen Energiepolitik sein, um dieses Ziel zu erreichen. Powergens Aktivitäten orientieren sich bereits heute sehr gut an diesen Zielen der britischen Energiepolitik. So konnte Powergen 2002/2003 die gesetzliche Vorgabe erfüllen, 3 Prozent ihrer Stromlieferungen aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Um dieses Ziel zu erreichen, hat Powergen auf eigene Erzeugung im Bereich der erneuerbaren Energien zurückgegriffen, aber auch entsprechende bilaterale Handelsgeschäfte geschlossen. Neben dem Betrieb von Windenergieanlagen und dem geplanten Ausbau von Offshore-Windanlagen bereitet Powergen derzeit seine Kohlekraftwerke auf die kommerzielle Nutzung von Biomasse vor, wodurch eine deutliche CO₂-Minderung erreicht werden dürfte.

74 Gesellschaftliches Engagement

E.ON ist ein Unternehmen mit internationalem Führungsanspruch, das sich als „good corporate citizen“ versteht. Wir übernehmen bewusst Mitverantwortung für die Gesellschaft und engagieren uns in Bildung und Wissenschaft, unterstützen soziale Einrichtungen und fördern Kunst und Kultur.

Bildung und Wissenschaft

Ein Schwerpunkt unseres vielfältigen Engagements ist Bildung und Wissenschaft.

E.ON und Ruhrgas sind Gründungsmitglieder der European School of Management and Technology (ESMT), einer gemeinsamen Initiative der deutschen Industrie für eine exklusive und praxisnahe Hochschulausbildung. Im Jahr 2003 hat die ESMT in München ihren Lehrbetrieb erfolgreich aufgenommen und im Jahr 2005 soll in Berlin die MBA-Ausbildung beginnen. Auch mit der gezielten Förderung des Lehrstuhls für Konzernmanagement an der Berliner Humboldt-Universität und des Stiftungslehrstuhls Unternehmensfinanzierung und Kapitalmärkte an der European Business School – jeweils über die Rudolf v. Bennigsen-Foerder-Stiftung – machen wir deutlich, welch große Bedeutung wir dem Thema Bildung beimessen.

Mit Unterstützung von E.ON Energie konnten im Jahr 2003 an der renommierten International University Bremen zahlreiche Projekte – insbesondere interdisziplinärer Art – realisiert werden. Durch das Zusammenwirken unterschiedlicher Disziplinen sollen in Lehre und Forschung tragfähige Brücken zwischen den Bereichen Naturwissenschaft/Technik und Geistes-/Sozialwissenschaften geschlagen werden.

Bereits eine feste Institution ist die jährliche Vergabe des E.ON Energie Wissenschaftspreises, mit dem an der Technischen Universität München am Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre die jeweils besten Diplomarbeiten und Dissertationen prämiert werden.

Ruhrgas finanziert seit 1983 einen Stipendienfonds im Rahmen des Stifterverbands für die deutsche Wissenschaft, der die wirtschaftlichen Beziehungen zwischen dem Königreich Norwegen und der Bundesrepublik Deutschland durch einen intensiven Austausch im akademischen und wissenschaftlichen Bereich ergänzt. Die deutsch-norwegischen Stipendienprogramme umfassen die Bereiche Wirtschaft, Geschichte, Recht und Politik.

Unsere schwedische Tochter Sydkraft pflegt traditionell enge Verbindungen zu Hochschulen und anderen Bildungseinrichtungen ihres Landes. Die Forschung spielt dabei eine bedeutende Rolle und wird maßgeblich von der Sydkraft Research Foundation getragen. An der Sydkraft summer school können sich Schüler, deren Eltern arbeitslos sind, mit dem Arbeitsleben und der Energiewirtschaft vertraut machen.

Außerdem fördert E.ON die Bayerische Eliteakademie und die Nachwuchsarbeit der Berliner und der Münchener Philharmoniker.

Soziales Engagement

Unsere Unterstützung gilt besonders ausgewählten Organisationen, die Menschen in Not sowie kranken und benachteiligten Kindern und Erwachsenen helfen. Dazu gehören gemeinnützige Einrichtungen wie die Deutsche Herzstiftung, die Lupus Erythematoses Stiftung und langfristig angelegte Projekte wie z. B. Kinder von Tschernobyl e.V.

Unsere Konzerngesellschaften im In- und Ausland sind ihren Regionen und Gemeinden oft eng verbunden und engagieren sich dort karitativ. So fördert etwa unsere US-amerikanische Tochtergesellschaft LG&E Energy aktiv den United Way of America bei seinen vielfältigen Hilfsprogrammen im Bundesstaat Kentucky. Unsere britische Tochtergesellschaft Powergen ruft ihre Mitarbeiter jährlich zur Wahl einer Hilfsorganisation auf – der Charity of the Year –, der dann nennenswerte Geldbeträge gespendet werden. Außerdem setzt sich Powergen stark für die Belange älterer Menschen ein.

Kunst und Kultur

Angesichts der schwierigen Lage der öffentlichen Haushalte ist in Kunst und Kultur vieles nur noch möglich, wenn sich neben dem Staat auch Private engagieren.

Große Unternehmen, die investieren, Steuern zahlen und Arbeitsplätze sichern, sind für unser Land wichtig. Was ein Unternehmen darüber hinaus aber noch bewirken kann, zeigt sich z.B. in Düsseldorf, wo E.ON mit seinem Engagement für das museum kunst palast die Kulturlandschaft enorm bereichert hat.



Hans-Heinrich Grosse-Brockhoff,
Stadtdirektor der Stadt Düsseldorf

Die genannten Aktivitäten stellen lediglich eine Auswahl unserer zahlreichen Engagements dar. Exemplarisch machen sie deutlich, mit welcher Energie E.ON die Bereiche Kultur, Soziales und Bildung fördert und unterstützt – eine gesellschaftliche Verantwortung, die wir auch weiterhin bereitwillig übernehmen werden.

Vor diesem Hintergrund haben wir im Jahr 1998 im Rahmen einer langfristig angelegten Public Private Partnership mit der Stadt Düsseldorf ein zukunftsweisendes Gesamtkonzept umgesetzt und die Stiftung museum kunst palast gegründet. Das museum kunst palast eröffnete im Jahr 2001 seinen Ausstellungsbetrieb, zu dem E.ON einen maßgeblichen finanziellen Beitrag leistet. So fand beispielsweise im Jahr 2003 die viel beachtete Ausstellung „Dalí und die Magier der Mehrdeutigkeit“ statt.

Ruhrgas engagiert sich ebenfalls stark in Kulturprojekten. 2003 hat sie sich finanziell in erheblichem Umfang an den Rekonstruktionskosten des Bernsteinzimmers in Sankt Petersburg beteiligt.

E.ON ist auch mit der klassischen Musik eng verbunden – so als Mitglied des Initiativkreises Ruhrgebiet als Sponsor ausgewählter Konzerte des „Klavier Festival Ruhr“ oder als Sponsor der Düsseldorfer Robert Schumann Hochschule.

Sydskraft organisiert zusammen mit dem Malmö Symphony Orchestra Sonderkonzerte für Kinder und Jugendliche, um ihnen den Zugang zur klassischen Musik zu erleichtern.



* Führung

* Führung

Der integrierte Energiekonzern wird von einer starken Führungsgesellschaft, dem Corporate Center, geleitet. Das Corporate Center optimiert das Strom- und Gasgeschäft über die Märkte hinweg und trifft Entscheidungen für die Zukunft des Gesamtunternehmens. Klare und ambitionierte Ziele für den Konzern und die Market Units, fokussiertes Wachstum und die Integration der einzelnen Gesellschaften stehen dabei im Mittelpunkt. Um das Corporate Center zu stärken, haben wir neue Führungsfunktionen etabliert und sämtliche Führungsprozesse optimiert.



E.ON Energie

E.ON Energie			
in Mio €	2003	2002	+/- %
Umsatz	22.579	19.142	+18
davon Stromsteuer	1.308	933	+40
EBITDA	5.778	4.663	+24
EBIT	3.834	3.067	+25
Betriebsergebnis	3.058	2.782	+10
ROCE in %	14,3	13,3	+1 ¹⁾
Kapitalkosten in %	9,9	9,9	-
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	5.040	3.246	+55
Investitionen	3.521	6.125	-43
Mitarbeiter (31. 12.)	43.853	41.823	+5

1) Veränderung in Prozentpunkten

Portfoliooptimierung und Integration prägen das Jahr 2003

Im Geschäftsjahr 2003 baute E.ON Energie ihre Position als führendes privates Energiedienstleistungsunternehmen in Europa weiter aus. Rund 16 Millionen Kunden (einschließlich wesentlicher Minderheitsbeteiligungen) im In- und Ausland wurden von ihr mit Strom und Gas versorgt, mehr als 5 Millionen davon in den zentraleuropäischen EU-Beitrittsländern Tschechien, Ungarn und der Slowakei. In Deutschland deckte E.ON Energie rund ein Drittel des gesamten Strombedarfs.

Nach den großen Wachstumsschritten der letzten Jahre stand das Jahr 2003 vor allem im Zeichen der Optimierung des Beteiligungsportfolios sowie der ***Integration** der erworbenen Aktivitäten. Best-Practice-Projekte und eine stärkere interne Vernetzung trugen zur Senkung der Kosten und zur Realisierung der Synergien bei.

Portfoliooptimierung in Deutschland weiter fortgesetzt

In Deutschland festigte E.ON Energie ihre Marktstellung durch Fusionen von Regionalversorgungsunternehmen. Damit wird die in anderen Regionen bereits vollzogene Straffung der Vertriebsstrukturen fortgesetzt. Die neuen Einheiten E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser bieten die Möglichkeit, den Querverbund von Strom und Gas zu intensivieren und Strukturen zu optimieren.

In Norddeutschland wurden die Regionalversorgungsunternehmen Schleswig und Hein Gas sowie deren Tochtergesellschaft Hanse Gas zur E.ON Hanse zusammengeführt. Damit ist eines der größten deutschen Regionalversorgungsunternehmen entstanden, das in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern mehr als 800.000 Kunden mit Gas und rund 700.000 Kunden mit Strom versorgt. An E.ON Hanse ist E.ON Energie mit 73,8 Prozent beteiligt. Die Landkreise im Gebiet von E.ON Hanse sind mit insgesamt 26,2 Prozent unsere Partner bei diesem Unternehmen.

Durch Verschmelzung von PESAG, Elektrizitätswerk Minden-Ravensberg (EMR) und Elektrizitätswerk Wesertal (EWW) ist E.ON Westfalen Weser entstanden. Damit haben E.ON Energie und die kommunalen Gesellschafter der drei Fusionspartner ein neues regionales Energieversorgungsunternehmen geschaffen, das über die für ein erfolgreiches Vertriebsgeschäft notwendige Nähe zu den rund 740.000 Kunden verfügt. E.ON Westfalen Weser ist in den Bereichen Strom, Gas und Wärme tätig, in denen es führende Marktpositionen in Ostwestfalen-Lippe/Südwestniedersachsen besetzt. E.ON Energie hält an E.ON Westfalen Weser 62,8 Prozent der Anteile.

Vollständige Übernahme von E.ON Bayern und Thüga eingeleitet

E.ON Energie bzw. E.ON als Hauptaktionäre von E.ON Bayern bzw. Thüga beabsichtigen, im Rahmen eines Squeeze-Out-Verfahrens die Aktien der Minderheitsaktionäre an diesen Gesellschaften zu übernehmen. Als Gegenleistung erhalten die außenstehenden Aktionäre eine angemessene Barabfindung.

- Betriebsergebnis um 10 Prozent gesteigert
- Portfoliooptimierung in Deutschland fortgesetzt
- Aktivitäten in Europa weiter ausgebaut
- Neue Market Units Central Europe und Nordic streben für das Jahr 2004 EBIT-Steigerung an

Die Aktionäre von E.ON Bayern haben dem Squeeze Out auf der ordentlichen Hauptversammlung im Juni 2003 zugestimmt, die Eintragung in das Handelsregister ist noch nicht erfolgt. Per 31. Dezember 2003 hält E.ON Energie an E.ON Bayern einen Anteil von 98,9 Prozent.

Die Aktionäre der Thüga haben der Durchführung eines Squeeze Out durch E.ON in einer außerordentlichen Hauptversammlung im November 2003 zugestimmt; eine Eintragung in das Handelsregister ist ebenfalls noch nicht erfolgt.

Aktivitäten in Europa weiter ausgebaut

Im Bereich der Auslandsaktivitäten gehörte die Übernahme von Mehrheitspositionen in Schweden und in Tschechien zu den herausragenden Ereignissen des vergangenen Jahres.

Die europäische Union ist für uns und unsere Industriekunden in Ungarn eine große Herausforderung. Bei der Entwicklung von Produkten für den liberalisierten Markt nutzt E.ON Hungaria unmittelbar die gesamte Kompetenz der europaweit aufgestellten E.ON-Gruppe. Das erspart mühsame Erfahrungsprozesse und schafft Vorteile – auch für unsere Kunden.



György Kóbor, Director for
Competitive Sales, E.ON Hungaria Rt.

Sydkraft hat im November 2003 die Mehrheit an Granninge, dem viertgrößten Energieversorgungsunternehmen in Schweden, übernommen. Nach Abschluss eines öffentlichen Übernahmeangebots im Januar 2004 erreichte der Sydkraft-Anteil 97,5 Prozent. Jetzt kann Sydkraft die Anteile der Minderheitsaktionäre bei Granninge übernehmen und die Granninge-Aktivitäten in die Sydkraft-Bereiche eingliedern. Granninge ist ein in Schweden und Finnland tätiges integriertes Energieversorgungsunternehmen mit einer durchschnittlichen Stromerzeugung von knapp 4 Mrd kWh im Jahr; davon rund 3 Mrd kWh aus Wasserkraft. Granninge versorgt etwa 240.000 Kunden in Schweden und Finnland mit 7 Mrd kWh Strom. Diese Akquisition ist eine ideale Verstärkung unserer Aktivitäten im nordischen Markt.

Ende September 2003 hat E.ON Energie die Mehrheit an den tschechischen Stromregionalversorgern JME und JCE übernommen. E.ON Czech Holding hält nun einen Anteil von 85,7 Prozent an JME und 84,7 Prozent an JCE. Die beiden unmittelbar benachbarten Unternehmen versorgen 1,4 Mio Kunden mit jährlich rund 12 Mrd kWh Strom. Ihr Anteil am tschechischen Stromverteilermarkt beträgt etwa 24 Prozent. Gleichzeitig trennte sich E.ON Energie von seinen Minderheitsanteilen an den Stromregionalversorgern ZCE und VCE.

82 E.ON Energie

Erneut Umsatz und Betriebsergebnis erhöht

Im Geschäftsjahr 2003 konnte E.ON Energie den Umsatz deutlich steigern. Der witterungsbedingte Anstieg des Gasabsatzes sowie die weitere Erholung der inländischen Strompreise wirkten sich positiv auf die Umsatzentwicklung aus. Darüber hinaus wurden im Berichtsjahr mehrere in- und ausländische Regionalversorger erstmals ganzjährig einbezogen sowie die Gesellschaften Graninge, JME und JCE erstmals konsolidiert.

E.ON Energie erzielte trotz wesentlicher Sonderbelastungen im Jahr 2003 mit 3,1 Mrd € ein deutlich höheres Betriebsergebnis als im Vorjahr.

Die einzelnen Geschäftsfelder entwickelten sich wie folgt:

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾										
	Umsatz ²⁾		EBITDA		EBIT		Betriebsergebnis		Mitarbeiter (31.12.)	
in Mio €	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Inland										
Strom	12.905	11.408	3.484	3.031	2.449	2.140	2.146	2.304	23.827	24.820
Gas	3.152	2.612	484	431	289	272	265	237	4.040	4.130
Ausland	4.688	3.586	1.379	1.170	844	750	766	659	14.141	11.126
Sonstiges/ Konsolidierung	526	603	431	31	252	-95	-119	-418	1.845	1.747
E.ON Energie	21.271	18.209	5.778	4.663	3.834	3.067	3.058	2.782	43.853	41.823

1) Gelsenwasser wird im Jahr 2003 bis zum Veräußerungszeitpunkt als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen. Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend bereinigt. Zudem haben wir zu Jahresbeginn Strukturänderungen in den Geschäftsfeldern vorgenommen. Zur besseren Vergleichbarkeit haben wir die Vorjahreszahlen um wesentliche Veränderungen angepasst. Das Gesamtergebnis von E.ON Energie bleibt davon unberührt.

2) Handelsumsätze netto/Umsatzerlöse ohne Stromsteuer

Geschäftsfeld Strom

Im Geschäftsfeld Strom liegt das Betriebsergebnis unter Vorjahr (-158 Mio €). Die positiven Ergebniseffekte aus den Erstkonsolidierungen, den Strompreiserholungen sowie einem preisbedingt höheren Handelsergebnis wurden durch die Aufwendungen aus der Erstanwendung des SFAS 143 hinsichtlich der Bilanzierung von Kernenergieückstellungen und geringerer interner Zinsverrechnungen vollständig aufgezehrt. Darüber hinaus fielen Ausgleichszahlungen aus der Bilanzkreisabrechnung in Höhe von rund 120 Mio € an. Als Folge des Unbundling müssen seit Dezember 2001 die Regelzone¹⁾ von E.ON Netz und der Bilanzkreis²⁾ von E.ON Sales & Trading (EST) getrennt abgerechnet werden. Aufgrund der anfänglich unsicheren Datenlage haben viele Händler und Vertriebsorganisationen in den ersten beiden Jahren tendenziell zu viel Energie in die Regelzone geliefert und EST entsprechend untersteuert. Hieraus ergab sich praktisch ein günstiger Warenkredit zugunsten EST, der nun abzurechnen war, nachdem sämtliche Daten erstmals zuverlässig vorlagen. In Zukunft können die Liefermengen besser geplant und Abgrenzungsbuchungen zeitnah vorgenommen werden. Die vorgenannte erstmalige Abrechnung führte daher zu einer signifikanten einmaligen Ergebnisbelastung. Zukünftig erwarten wir keine Belastungen mehr in dieser Größenordnung. Den Belastungen aus den ungeplanten Stillständen

von Kernkraftwerken und Leistungsreduzierungen in den Sommermonaten stehen im Vorjahr Aufwendungen in vergleichbarer Höhe gegenüber. Diese betrafen im Wesentlichen den Stillstand des Kernkraftwerks Unterweser sowie höhere Aufwendungen im Zusammenhang mit der Stilllegung des Kernkraftwerks Würgassen.

Geschäftsfeld Gas

Im Geschäftsfeld Gas stieg das Betriebsergebnis um 28 Mio €. Gründe sind im Wesentlichen die Ergebnisbeiträge der erstkonsolidierten Gesellschaften sowie der witterungsbedingt gestiegene Absatz.

Geschäftsfeld Ausland

Die Betriebsergebnisentwicklung im Geschäftsfeld Ausland war besonders erfreulich (+107 Mio €). Mit ausschlaggebend für diesen deutlichen Anstieg waren die Ergebnisbeiträge der erstkonsolidierten Gesellschaften. Neben der erstmals ganzjährigen Einbeziehung von Édász und E.ON Finland profitierte E.ON Energie dabei auch von den im vierten Quartal 2003 erstkonsolidierten Gesellschaften Graninge (seit 1. November 2003) sowie JME und JCE (seit 1. Oktober 2003). Aber auch ohne die Erstkonsolidierungseffekte liegt das Ergebnis des Geschäftsfelds Ausland über Vorjahr. Sydkraft konnte die Ergebnisbelastung durch die geringere Stromerzeugung aus Wasserkraft durch Strompreiserhöhungen und operative Verbesserungen mehr als ausgleichen.

1) Regelzone: Abgegrenzter Bereich eines elektrischen Energieversorgungsnetzes, in dem der Regelzonenverantwortliche dafür sorgt, dass die technisch-physikalische Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch aufrechterhalten wird.

2) Bilanzkreis: Saldierungsstelle aller Einspeisungen (Erzeugung aus Kraftwerken und/oder Zukäufe aus dem Strommarkt) und aller Ausspeisungen (Belieferung verbrauchender Kunden und/oder Verkäufe in den Strommarkt) eines Händlers/Vertriebs/Energieversorgers in einer Regelzone. Die Abrechnung erfolgt im Viertelstundenraster auf Basis von Zählwerten und/oder Fahrplänen.

Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung

Im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung stieg das Ergebnis (+299 Mio €) hauptsächlich durch höhere interne Zinsverrechnungen sowie mehrere kleinere Beteiligungsveräußerungen.

Stromabsatz und Stromerzeugung

Stromabsatz E.ON Energie ¹⁾			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Tarifkunden	47,7	40,4	+18
Sondervertragskunden	93,6	70,6	+33
Regionale und kommunale Versorgungsunternehmen	128,1	139,6	-8
Absatz	269,4	250,6	+8
1) ohne Handelsaktivitäten			

E.ON Energie steigerte den Stromabsatz im Geschäftsjahr 2003 um rund 19 Mrd kWh bzw. 8 Prozent auf 269,4 Mrd kWh. Die Absatzsteigerungen resultieren im Wesentlichen aus der erstmals ganzjährigen Einbeziehung von EAM Energie, EWW, EMR und dem ungarischen Stromversorger Édász sowie der Vollkonsolidierung der tschechischen Stromversorger JME und JCE.

Strombeschaffung ¹⁾			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Eigenerzeugung	162,7	155,7	+4
Bezug	117,6	106,2	+11
von Gemeinschaftskraftwerken	17,9	14,7	+22
von Fremden	99,7	91,5	+9
Strombeschaffung	280,3	261,9	+7
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	10,9	11,3	-4
Stromabsatz	269,4	250,6	+8
1) ohne Handelsaktivitäten			

Auch viele unserer Kunden stehen im harten Wettbewerb. Deshalb optimieren wir für sie die Energiebeschaffung. Damit sie sich auf ihre Kernkompetenzen konzentrieren können – genau wie wir!



Dr. Rainer Peters,
Vorsitzender des Vorstands, E.ON AG

In unseren eigenen Kraftwerken haben wir mit 162,7 Mrd kWh rund 58 Prozent (Vorjahr: 155,7 Mrd kWh bzw. 59 Prozent) des Strombedarfs erzeugt. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog E.ON Energie mit 117,6 Mrd kWh rund 11 Prozent mehr Strom als im Vorjahr (106,2 Mrd kWh). Damit lag der Anteil des Fremdstrombezugs an der Beschaffung bei 42 Prozent (Vorjahr: 41 Prozent). Der deutliche Anstieg des Strombezugs resultiert unter anderem aus der erstmals ganzjährigen Einbeziehung von Édász sowie höheren Strombezügen bei E.ON Benelux.

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung		
in Prozent	2003	2002
Kernenergie	48,4	51,1
Steinkohle	28,1	24,0
Braunkohle	6,1	6,9
Wasserkraft	9,7	11,4
Erdgas/Öl und Sonstige	7,7	6,6

Im Berichtszeitraum wurden 48 Prozent (Vorjahr: 51 Prozent) der Eigenerzeugung aus Kernenergie und 28 Prozent (Vorjahr: 24 Prozent) aus Steinkohle gedeckt. Die Erzeugung aus Braunkohle erreichte 6 Prozent nach 7 Prozent im Vorjahr, die aus Wasserkraft 10 Prozent nach 11 Prozent im Vorjahr. Wasserkraft konnte aufgrund unterdurchschnittlicher Niederschlagsmengen in Skandinavien und Deutschland nicht im gleichen Umfang wie im Vorjahr genutzt werden. Der Anteil sonstiger Energieträger nahm auf 8 Prozent (Vorjahr: 7 Prozent) zu.

Gasabsatz ¹⁾			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Tarifkunden	41,6	36,4 ³⁾	+14
Sondervertragskunden	48,0	36,2	+33
Regionale und kommunale Versorgungsunternehmen	35,8	33,0	+8
Ohne Kundensegmente ²⁾	6,9	6,4	+8
Gasabsatz	132,3	112,0	+18
1) ohne Handelsaktivitäten D-Gas 2) Mengen, die o. a. Segmenten nicht zugeordnet werden können (Ausland) 3) angepasst um 2)			

Der kräftige Anstieg des Gasabsatzes geht im Wesentlichen auf eine geringere Durchschnittstemperatur im ersten Quartal sowie die erstmals ganzjährige Einbeziehung der Gasaktivitäten von EAM Energie und Thüga Italia zurück.

84 E.ON Energie

Stromhandelsvolumen			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Verkauf	208,9	386,2	-46
Einkauf	202,7	374,8	-46
Insgesamt	411,6	761,0	-46

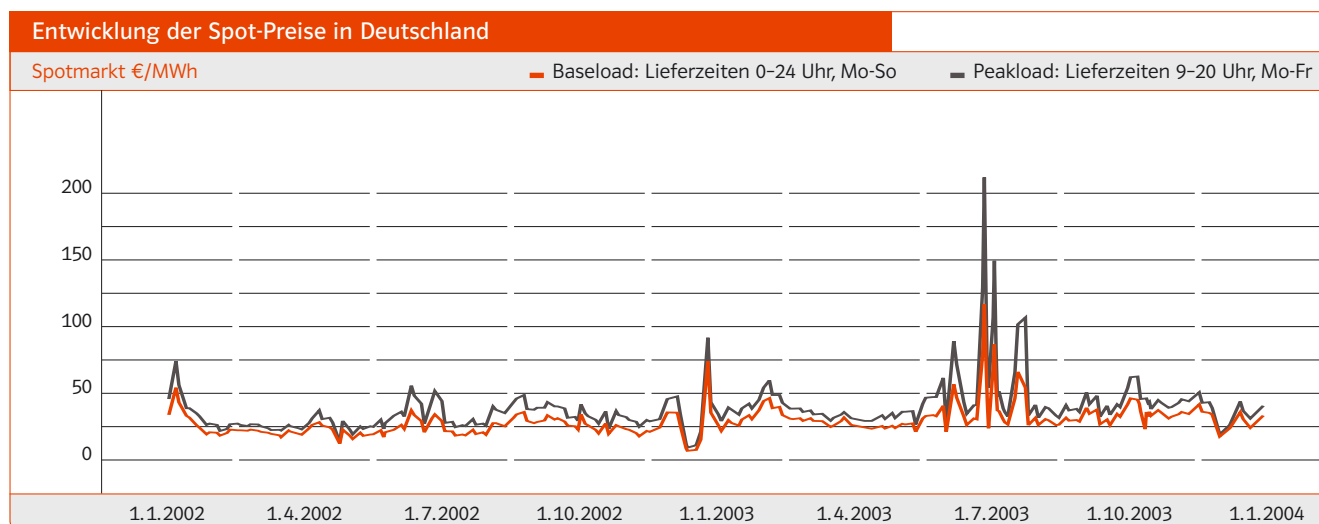
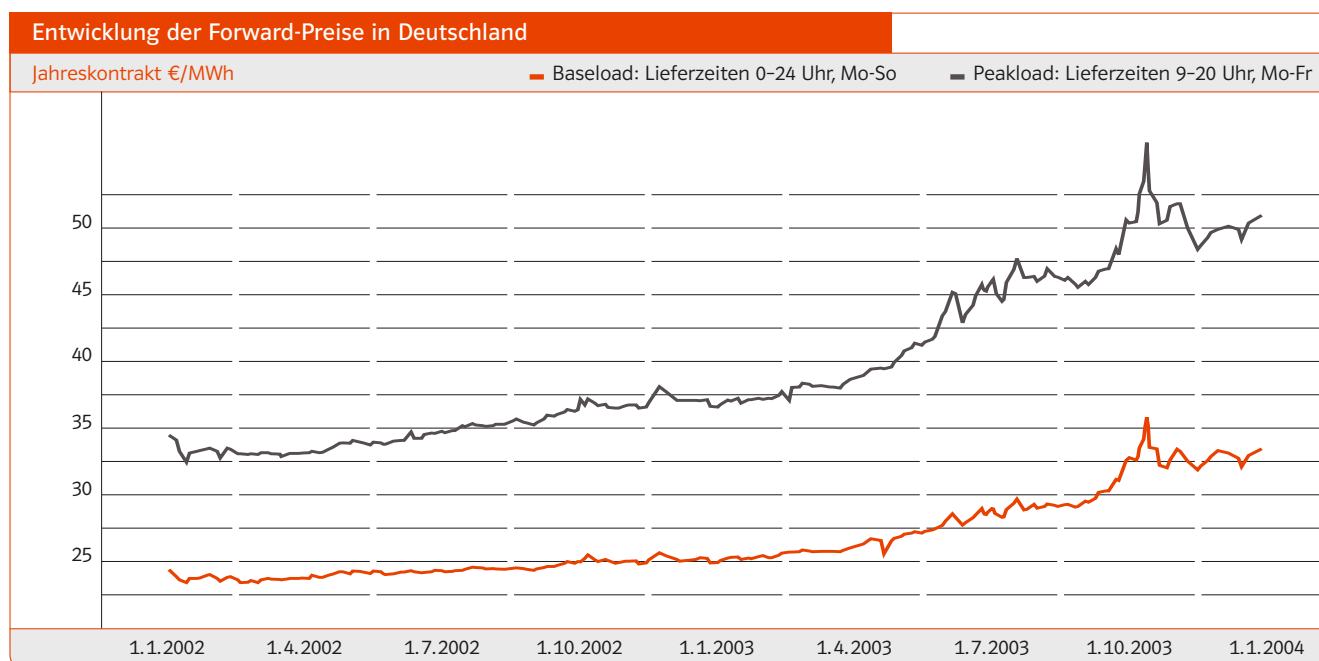
Schwerpunkt der Stromhandelsaktivitäten liegt auf dem zentraleuropäischen Markt

In der E.ON Sales&Trading sind die Handelsaktivitäten für E.ON Energie gebündelt. Neben dem Schwerpunkt der Handelsaktivitäten in Deutschland gewinnt der zentraleuropäische Markt dabei zunehmend an Bedeutung. E.ON Energie ist an allen wichtigen europäischen Strombörsen als Handelsteilnehmer präsent.

Die Stromhandelsaktivitäten tragen wesentlich zum optimalen Einsatz der konzerneigenen Kraftwerke und zur Sicherstellung

der Strombeschaffung im gesamten europäischen Markt bei. Auf der Grundlage eines umfassenden Risikomanagements und einer fokussierten Handelsstrategie war E.ON Energie auch im Geschäftsjahr 2003 eines der führenden europäischen Energiehandelsunternehmen. Das Stromhandelsvolumen von E.ON Energie belief sich im Geschäftsjahr 2003 auf 411,6 Mrd kWh. Die rückläufige Entwicklung des Stromhandelsvolumens resultiert aus der stärkeren ***Fokussierung** der Aktivitäten und dem Rückzug aus Nordpool.

Im Jahr 2003 war europaweit ein deutlicher Anstieg des Handelspreisniveaus zu verzeichnen. Hintergrund dafür waren unter anderem europaweit geringere Kraftwerksverfügbarkeiten, die außergewöhnlich heißen Sommermonate und höhere Brennstoffkosten.



Ausgewogener Erzeugungsmix im Kraftwerkspark

Zurechenbare Kraftwerksleistungen der E.ON Energie		
in MW	31.12.2003	31.12.2002
Kernenergie	8.473	8.890
Braunkohle	1.313	1.384
Steinkohle	7.416	7.310
Erdgas	3.487	3.293
Öl	1.152	1.152
Wasserkraft	3.108	3.108
Sonstige	181	150
Inland	25.130	25.287
Kernenergie	2.586	2.574
Steinkohle	1.120	1.120
Erdgas	966	1.606
Öl	1.775	1.042
Wasserkraft	3.155	2.402
Sonstige	148	121
Ausland	9.750	8.865
Insgesamt	34.880	34.152

Die Kernkraftwerke von E.ON Energie zeichneten sich auch im Geschäftsjahr 2003 durch einen sicheren und zuverlässigen Betrieb aus. Die durchschnittliche Verfügbarkeit erreichte mit rund 91,4 Prozent erneut einen Spitzenwert im internationalen Vergleich, obwohl die Kraftwerke Unterweser und Brunsbüttel wegen technischer Störungen im nicht nuklearen Bereich zu Jahresbeginn stillstanden und Leistungsreduzierungen aufgrund der außergewöhnlich hohen Wassertemperaturen im Hochsommer erforderlich waren. Das Kernkraftwerk Unterweser konnte Anfang Februar 2003 wieder angefahren werden. Das Kernkraftwerk Brunsbüttel ist seit März 2003 wieder am Netz.

E.ON Energie verfügt in Deutschland im Bereich der konventionellen Kraftwerke über einen Park von etwa 30 Kohle-, Gas-, Öl- und Biomassekraftwerken mit einer Kraftwerksleistung von rund 15.000 MW. Diese Kraftwerke speisen jährlich rund 50 Mrd kWh in die Versorgungsnetze ein – knapp 10 Prozent des gesamten Strombedarfs in Deutschland. E.ON Energie gehört damit zu den größten konventionellen Stromerzeugern im Inland.

Die im Oktober 2000 im Rahmen von Kapazitätsanpassungen beschlossenen Stilllegungen von Kraftwerksblöcken (Gesamtkapazität rund 4.900 MW) wurden im Jahr 2003 planmäßig abgeschlossen. Im November 2003 ging das Kernkraftwerk Stade vom Netz.

Im Bereich Wasserkraft sorgt E.ON Energie für eine kostengünstige und umweltfreundliche Stromerzeugung. Die Wasserkrafterzeugung lag im Berichtszeitraum ca. 13 Prozent unter der durchschnittlichen jährlichen Erzeugung. Dies wurde hauptsächlich durch die extreme Trockenheit in den Sommermonaten verursacht.

Transportnetz arbeitet zuverlässig

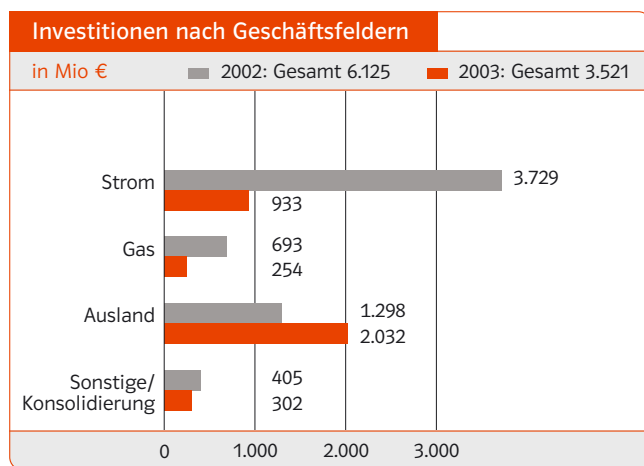
Das Netz von E.ON Energie stand im Jahresverlauf gut 200 Stromlieferanten für den Transport elektrischer Energie zur Verfügung. Im Jahr 2003 wurde über das Netz ca. 140 Mrd kWh elektrische Energie transportiert. Von über 40 Standorten aus werden mehr als 20 Millionen Menschen und zahlreiche Industriebetriebe in Deutschland mit Energie versorgt. Auch im Jahr 2003 war die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes hoch. Größere Störungen waren nicht zu verzeichnen.

Darüber hinaus bietet das Netz leistungsfähige Anbindungen an die Nachbarländer Dänemark, Niederlande, Österreich und Tschechien. An den Übergabestellen zu Tschechien, den Niederlanden und Dänemark sind die Übertragungskapazitäten geringer als der Bedarf. Die freien Kapazitäten werden an diesen Engpassstellen dem Markt im Rahmen von Tages-, Monats- oder Jahresauktionen zur Verfügung gestellt.

86 E.ON Energie

Investitionen

Die Investitionen lagen im Geschäftsjahr 2003 mit 3,5 Mrd € deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (6,1 Mrd €). Die Aufteilung auf die einzelnen Geschäftsfelder ist in der nachfolgenden Grafik dargestellt. Mit 1,7 Mrd € investierte E.ON Energie in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände etwas mehr als im Vorjahr (1,6 Mrd €). Der Schwerpunkt der Investitionen lag im Inland mit 0,7 Mrd € im Bereich der Stromerzeugung und -verteilung. In die übrigen Bereiche wurden im Inland 0,3 Mrd € investiert, auf das Ausland entfielen 0,7 Mrd €.



Die Investitionen in Finanzanlagen gingen mit 1,8 Mrd € gegenüber dem Vorjahr (4,5 Mrd €) erheblich zurück. Im Jahr 2002 wurden E.ON Finland, EAM Energie, EWW, EMR und Édász mehrheitlich erworben sowie die Thüga-Beteiligung wesentlich erhöht. Die Auszahlungen im Bereich Finanzanlagen des Jahres 2003 betreffen vor allem die Anteilsaufstockungen durch Sydkraft bei Graning sowie durch E.ON Czech Holding bei JME und JCE.

Neue Technologien

Der Betrieb energietechnischer Anlagen für Erzeugung, Transport und Verteilung ist eine wesentliche Grundlage für das Geschäft der E.ON Energie. Angesichts der anstehenden Investitionen zur Erneuerung des Kraftwerksparks und der elektrischen Netze ist es für den Erfolg des Unternehmens von großer Bedeutung, welche Entscheidungen zum Einsatz geeigneter Technologien wir treffen und wie wir die zukünftige wirtschaftliche Bedeutung technischer Innovationen einschätzen. Deshalb beteiligt sich E.ON Energie an nationalen und internationalen Forschungsinitiativen in der Energietechnik und führt eigene Projekte zur Erprobung neuer Technologien durch. Im Zentrum der Untersuchungen steht dabei die Steigerung der ***Effizienz** der gesamten Umwandlungskette, vom Rohstoff bis zur Anwendung der Nutzenergie beim Kunden.

In der Großkraftwerkstechnik engagiert sich E.ON Energie seit vielen Jahren in Projekten zur Erhöhung des Wirkungsgrades zukünftiger Kraftwerksgenerationen. Beispiele sind

- die Entwicklung der Druckkohlenstaubfeuerung und Forschungsarbeiten zu neuen Hochtemperaturbauteilen sowie
- die Planung einer Versuchsanlage für neue Hochleistungswerkstoffe im Rahmen einer europäischen Forschungsinitiative.

Unsere Kunden fordern, dass der Stromlieferant auch ein Unternehmen der Region ist. Bei den komplexen Produkten und Dienstleistungen, die insbesondere unsere Großkunden heute erwarten, arbeiten wir auch eng mit den Partnerunternehmen in der E.ON-Gruppe zusammen. So verbinden wir Regionalität und das breite Kompetenzspektrum eines starken Konzerns.



Dr. Peter Deml,
Vorsitzender des Vorstands, E.ON Bayern AG

In die nähere Zukunft gerichtet sind Studien für fossil befeuerte Großkraftwerke. Ein Beispiel für diese, zusammen mit namhaften Anlagenherstellern durchgeführten Planungen ist das Projekt „Referenzkraftwerk NRW“. Durch enge Zusammenarbeit mit führenden Hochschulinstituten auf dem Gebiet der Kraftwerkstechnik und der Energiewirtschaft wird sichergestellt, dass neue Forschungserkenntnisse in Überlegungen zur Auslegung zukünftiger Kraftwerke einfließen.

Weitere Schwerpunkte bei der Arbeit im Bereich der neuen Technologien sind

- die Untersuchung von Brennstoffzellen-Anlagen zur Hausenergieversorgung im Leistungsbereich bis 5 kW_{el} auf ihre Alltagstauglichkeit und ihr Betriebsverhalten,
- der Betrieb von Demonstrationsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion im Leistungsbereich von 250 kW_{el}, einschließlich der Realisierung von Konzepten zur zentralen Steuerung dezentraler Erzeugungseinheiten (das so genannte „virtuelle Kraftwerk“),
- der Betrieb von Biomassekraftwerken der 20-MW-Klasse und von Windparks sowie die intelligente Stromanwendung mittels Wärmepumpe zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen,
- die Untersuchung von großtechnischen Möglichkeiten zur Speicherung von Energie wie z. B. in Luftspeicherkraftwerken,
- der Einsatz der Supraleitung im Bereich des Stromtransports.

Ausblick

Ergebnisse des konzernübergreifenden Strategie- und Strukturprojektes on-top wirken sich bereits seit Anfang des Jahres 2004 auf E.ON Energie aus. Im Rahmen der neuen Ausrichtung an den Märkten trägt E.ON Energie die Verantwortung für die Market Unit Central Europe und E.ON Nordic/Sydkraft für die Market Unit Nordic. In diesem Zusammenhang gingen die Mehrheit an Thüga von E.ON Energie auf Ruhrgas und die nordeuropäischen Beteiligungen von E.ON Energie auf E.ON AG über. Darüber hinaus wurden diverse kleinere Beteiligungen strategisch optimal zugeordnet.

Verbesserungen der ***Effizienz** aus der Umsetzung von Best-Practice-Maßnahmen, Erstkonsolidierungen in Zentralosteuropa, die Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an Endkunden und die Realisierung regionaler Synergien werden nach unserer Einschätzung zu einer positiven Ergebnisentwicklung beitragen. Wir rechnen daher für unsere Market Unit Central Europe mit einem EBIT über Vorjahr.

Für die Market Unit Nordic, die die schwedischen und finnischen Aktivitäten umfasst, erwarten wir für das Jahr 2004 – insbesondere bedingt durch die ganzjährige Einbeziehung von Graninge – ebenfalls eine positive EBIT-Entwicklung.



* Marktorientierung

* Marktorientierung

Markt- und Kundennähe sind uns sehr wichtig. Da es immer noch große Unterschiede zwischen den einzelnen Energiemärkten gibt, haben wir uns in unserer Struktur regional nach Märkten und Geschäften aufgestellt. Gerade durch das lokale Verständnis von Kundenbedürfnissen und Märkten können wir auf die individuellen Bedürfnisse und Erfordernisse optimal eingehen. Die Konzerngesellschaften vor Ort haben deshalb einen großen Teil der Verantwortung für unser Geschäft.



92 Ruhrgas

Ruhrgas ¹⁾	
in Mio €	2003
Umsatz	12.085
davon Gassteuer	2.525
EBITDA	1.530
EBIT	1.169
Betriebsergebnis	1.128
ROCE in %	10,8
Kapitalkosten in %	9,0
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	791
Investitionen	463
Mitarbeiter (31. 12.)	10.150
1) seit 1.2.2003 voll konsolidiert (Zahlen betreffen 11 Monate)	

Ruhrgaserwerb durch E.ON vollzogen

Nach der außergerichtlichen Einigung mit den Beschwerdeführern gegen die Ministererlaubnis für den Erwerb der Ruhrgas durch E.ON im Januar des vergangenen Jahres wird Ruhrgas seit dem 1. Februar 2003 vollständig in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen.

Ruhrgas ist mit einem Absatz von jährlich über 600 Mrd kWh Erdgas eine der führenden Gasgesellschaften in Europa und einer der größten Erdgasimporteure der Welt. Ruhrgas beschafft Erdgas aus in- und ausländischen Bezugsquellen. Kunden sind regionale und lokale Energieunternehmen und Industriebetriebe. Ruhrgas bietet eine umfassende Palette von Dienstleistungen und Produkten für den Transport, die Speicherung, die Vermarktung und den Einsatz von Erdgas an. Zudem hält sie über die Ruhrgas Energie Beteiligungs-AG Beteiligungen an in- und ausländischen Energieunternehmen sowie über die Ruhrgas Industries GmbH industrielle Beteiligungen.

Maßnahmen zur Erfüllung der Auflagen der Ministererlaubnis durchgeführt

Die Ministererlaubnis im Verfahren E.ON/Ruhrgas enthielt die Bedingung, dass diverse Ruhrgas-Beteiligungen zu veräußern seien (siehe Lagebericht, Seite 33). Darüber hinaus wurde Ruhrgas durch die Ministererlaubnis verpflichtet,

- Kunden, die ihren Gasbedarf überwiegend über Ruhrgas decken, eine Reduzierung der vertraglich vereinbarten Liefermenge auf 80 Prozent anzubieten,
- den Kunden swb und Bayerngas im Zeitraum Juli 2004 bis Juli 2006 Sonderkündigungsrechte für die bei Ruhrgas bezogenen Gasmengen einzuräumen,
- ein Gas-Release-Programm aufzulegen und
- das Transportgeschäft in eine rechtlich eigenständige Gesellschaft auszugliedern.

Im Rahmen des Gas-Release-Programms sollen insgesamt 200 Mrd kWh Erdgas versteigert werden. In sechs aufeinander folgenden Jahren werden Tranchen mit jeweils dreijähriger Laufzeit angeboten. Ende Juli 2003 wurde die erste Auktion durchgeführt. Die Lieferungen aus dieser ersten Tranche begannen am 1. Oktober 2003. Weitere Informationen zum Gas-Release-Programm sind unter www.ruhrgas.de abrufbar.

- Ruhrgas-Erwerb durch E.ON vollzogen
- Maßnahmen zur Erfüllung der Auflagen der Ministererlaubnis durchgeführt
- Position im Markt behauptet
- Für das Jahr 2004 in der neuen Market Unit Pan-European Gas EBIT unter Vorjahresniveau erwartet

Außerdem hat Ruhrgas zum 1. Januar 2004 ihr Transportgeschäft in die eigenständige Gesellschaft Ruhrgas Transport ausgegliedert. Das neue Tochterunternehmen ist für das gesamte Transportgeschäft der Ruhrgas verantwortlich. Auch der eigene Gashandel ist Transportkunde. Als Netzbetreiber hat Ruhrgas Transport sowohl Verfügungsmacht über das Ruhrgas-Netz als auch weit reichende Befugnisse für den künftigen Ausbau der Infrastruktur. Die neue Gesellschaft

Langfristige Verträge mit leistungsstarken Partnern sowie die Diversifizierung der Lieferquellen garantieren unseren Kunden ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Preisen. Optimierungs- und Wachstumspotenzial wollen wir realisieren durch intensive Zusammenarbeit mit E.ON Energie, Powergen und Sydkraft.



Dr. Jochen Weise,
Generalbevollmächtigter, Ruhrgas AG

deckt alle wichtigen Funktionen eines eigenständigen Transportgeschäfts ab. Hierzu gehören die Betreuung der Transportkunden, das Transportmanagement und auch die Transportabrechnung.

Umsatz- und Betriebsergebnisentwicklung erfreulich

Für Ruhrgas war das Jahr 2003 erneut ein erfolgreiches Geschäftsjahr. Sie erzielte in den Monaten Februar bis Dezember einen Umsatz von 12,1 Mrd €. Neben dem temperaturbedingten Absatzanstieg trug auch die zum 1. Januar 2003 angehobene Erdgassteuer zu dem hohen Umsatz bei. Darüber hinaus ergaben sich durch Nachfragespitzen Umsatzsteigerungen.

Das Betriebsergebnis lag im Berichtszeitraum bei 1,1 Mrd €. Das außergewöhnlich gute Ergebnis ist unter anderem auf den Anstieg des Gasabsatzes zurückzuführen. Darüber hinaus wirkten sich die Nachfragespitzen des ersten Quartals, die Optimierung der Beschaffungsmöglichkeiten sowie die Entwicklung der Heizölpreise positiv auf die Ergebnisentwicklung aus.

Im deutschen Markt führende Position behauptet

Ruhrgas hat im Jahr 2003 in einem Umfeld, das immer wettbewerbsintensiver wird, ihre Marktposition in Deutschland gehalten und neue Kunden im Ausland hinzugewonnen. Grundlage der erfolgreichen Marktbearbeitung waren wettbewerbsfähige Angebote und umfangreiche, für die Kunden maßgeschneiderte Dienstleistungen. Der Gasabsatz erreichte mit 639,5 Mrd kWh den höchsten Wert in der Unternehmensgeschichte von Ruhrgas. Ruhrgas setzte im Inland mit 565 Mrd kWh rund 4 Prozent mehr Gas ab. Das Absatzplus geht im Wesentlichen auf die im Vergleich zum Vorjahr niedrigere Durchschnittstemperatur und auf Zuwächse im Ausland zurück.

94 Ruhrgas

Gasabsatz ¹⁾			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
1. Quartal	232,6	197,2	+18
2. Quartal	113,6	116,8	-3
3. Quartal	87,9	101,2	-13
4. Quartal	205,4	196,4	+5
Gesamt	639,5	611,6	+5

1) Absatz für jeweils 12 Monate

Niedrigere Durchschnittstemperaturen begünstigen Gasabsatz im Inland

In Deutschland stieg der Gasverbrauch im Jahr 2003 insgesamt um 3,6 Prozent auf 992,3 Mrd kWh. Wesentliche Ursache dafür waren die insgesamt niedrigeren Durchschnittstemperaturen. Im Vergleich lagen sie im Jahr 2003 mit 8,9 °C um fast 0,6 °C unter dem Vorjahreswert. Der Erdgasverbrauch nahm vor allem im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher zu (5 Prozent). Aber auch die Stromerzeugung auf Erdgasbasis hat merklich zugenommen; sie erhöhte sich um 6 Prozent.

Erheblichen Einfluss auf die Wettbewerbssituation in Deutschland hatten die Auflagen der Ministererlaubnis. Danach war Ruhrgas – wie bereits erwähnt – unter anderem verpflichtet, Gasversorgungsunternehmen, die ihren Gasbedarf überwiegend bei der Ruhrgas decken, eine Reduzierung der vertraglich vereinbarten Liefermenge auf 80 Prozent anzubieten. Nahezu alle betroffenen Gasversorger haben sich für das Gaswirtschaftsjahr 2003/2004 für einen weiteren Bezug der freigegebenen Mengen über Ruhrgas entschieden.

Auslandsabsatz profitiert vom kurzfristigen Gashandelsgeschäft

Außerhalb Deutschlands setzte Ruhrgas im Jahr 2003 mit 74,0 Mrd kWh 11,3 Prozent mehr Gas ab als im Vorjahr. Dieser Zuwachs resultierte vor allem aus Steigerungen im kurzfristigen Gashandelsgeschäft sowie aus Lieferungen nach Großbritannien, Österreich und in die Schweiz. Erstmals wurden in diesem Jahr auch Industriekunden in Frankreich beliefert. Dank des überproportionalen Wachstums des Auslandsgeschäfts erhöhte sich der Exportanteil am Gesamtabsatz von 10,9 Prozent auf 11,6 Prozent. Neben den genannten Ländern wurde Erdgas auch in die Beneluxstaaten, nach Liechtenstein, Ungarn, Polen und Schweden exportiert.

Kunden jederzeit bedarfsgerecht beliefert

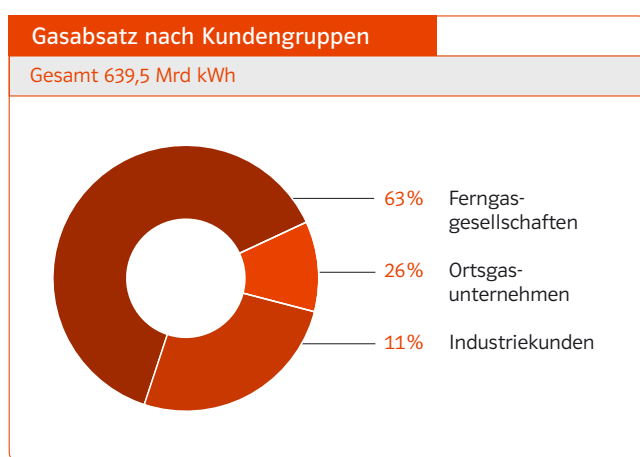
Der höchste Tagesabsatz wurde am 9. Januar 2003 mit 3,3 Mrd kWh bei einer Tagesdurchschnittstemperatur von -8,8 °C erzielt. Er lag um rund 6 Prozent über dem Spitzenwert des Jahres 2002, der bei Temperaturen von -6,2 °C erreicht wurde. Der Absatz vom 9. Januar 2003 war etwa fünfmal so hoch wie der Absatz am 20. Juli 2003, dem absatzschwächsten Tag des Berichtszeitraums. Mit der erfolgreichen Bewältigung der Absatzschwankungen stellte Ruhrgas die Leistungsfähigkeit ihres gaswirtschaftlichen und gastechnischen Instrumentariums erneut unter Beweis. Alle Ruhrgas-Kunden wurden jederzeit bedarfsgerecht beliefert.

Gaspreise im Jahr 2003 leicht gestiegen

Im Durchschnitt des Jahres 2003 lagen die Verkaufspreise von Ruhrgas über den Preisen des Vorjahres. Wesentlicher Grund für diese Verteuerung war die Erhöhung der Erdgassteuer zum Jahresbeginn. Im Herbst sanken die Preise wieder und folgten damit der Entwicklung der Heizölpreise, an die sie mit zeitlicher Verzögerung gebunden sind. Verglichen mit den volatilen Erdgaspreisen an den Spotmärkten wiesen die langfristig vereinbarten, ölpreisgebundenen Erdgasimportpreise deutlich geringere Schwankungen auf.

Kundenstruktur nahezu unverändert

Die Kundenstruktur von Ruhrgas hat sich im Geschäftsjahr nur unwesentlich verändert. Durch den Aufbau neuer Beziehungen zu Industriekunden im In- und Ausland stieg ihr Anteil am Absatz auf rund 11 Prozent (2002: 10 Prozent). Größte Kundengruppe blieben wie in den Vorjahren die Ferngasgesellschaften mit einem Anteil von 63 Prozent am Gesamtabsatz (2002: 65 Prozent). Auf Ortsgasunternehmen entfielen 26 Prozent des Absatzes (2002: 25 Prozent).



Deutsches Gastransportgeschäft intensiviert

Die Öffnung des europäischen Gasmarktes verändert die Anforderungen an die Netzbetreiber. Dies gilt besonders für die überregionalen Transport- und Transitsysteme. Trotz unsicherer Rahmenbedingungen muss das Netz weiter ausgebaut und dessen Betrieb weiter optimiert werden. Ruhrgas blieb im Berichtszeitraum größter Anbieter im Gastransportgeschäft. Seit Sommer 2000 hat sich dieses Geschäft der Ruhrgas erfreulich entwickelt. Insgesamt nutzen rund 30 verschiedene Kunden das Netz der Gesellschaft. Ruhrgas hatte bis Ende 2003 insgesamt 358 Transportverträge abgeschlossen, davon über 200 im Berichtszeitraum.

Erdgasleitungen

— vorhanden

- - - in Bau/Planung

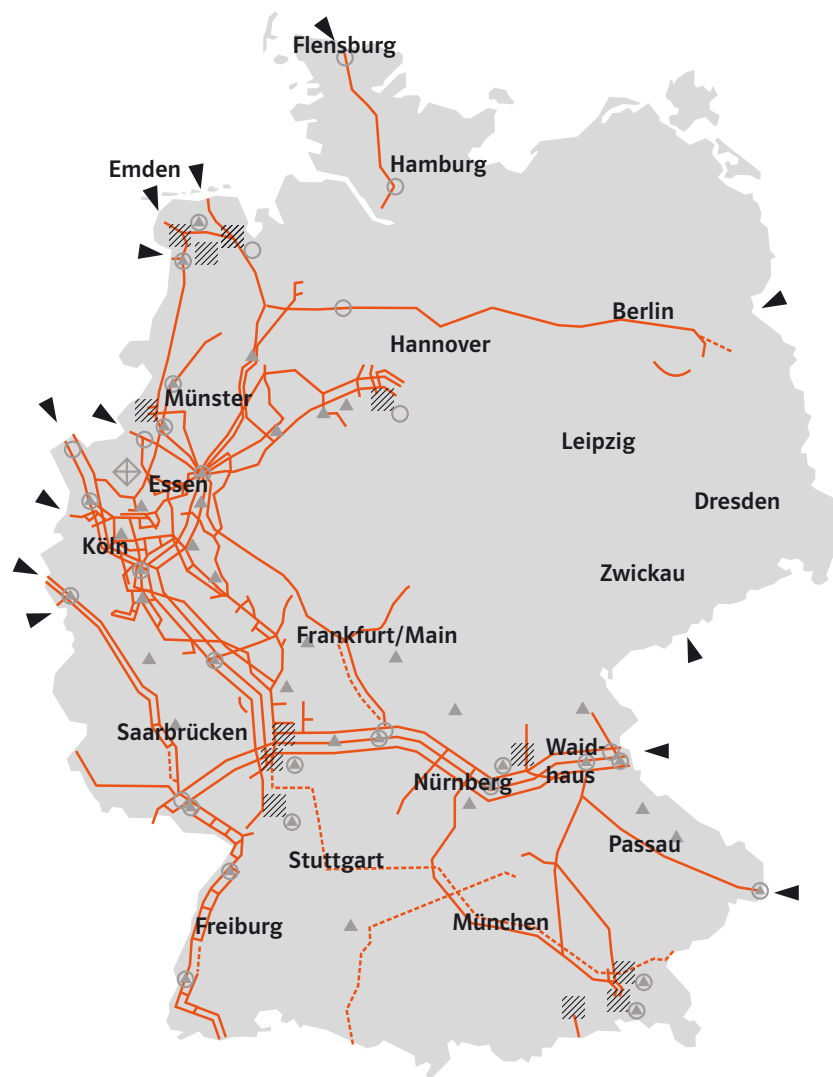
/// Untertagespeicher

○ Verdichterstation

▲ Betriebsstelle

▶ Erdgasimportstelle

⬢ Entwicklungszentrum

**Gasleitungssystem weiter ausgebaut**

Ruhrgas und Wingas planen unabhängig voneinander, ihre Transportkapazitäten in Süddeutschland zu erweitern. Im Laufe der Planungsarbeiten kamen beide Unternehmen auf entsprechendes Drängen der Behörden überein, ihre bisher getrennt verfolgten Leitungsprojekte im Rahmen einer gemeinsamen Planung fortzusetzen. Anfang Februar 2004 gaben beide Unternehmen bekannt, dass sie den für 2005 geplanten Bau der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) verschieben. Bei der Durchführung der Raumordnungsverfahren und der Vorbereitung der Planfeststellungsverfahren hatte sich eine Vielzahl von Trassenvarianten ergeben, die weiter geprüft und bewertet werden müssen. Die für das Leitungsprojekt notwendigen Verfahren sollen aber weiter vorangetrieben werden.

Die Projektgesellschaft TENP hat im September 2003 wie geplant im Rahmen ihres seit 1999 laufenden Ausbauprogramms zwei Parallelleitungsabschnitte mit einer Gesamtlänge von rund 44 Kilometern fertig gestellt und in Betrieb genommen. Von der E.ON Energie hat Ruhrgas zum 1. März 2003 einen 60-prozentigen Miteigentumsanteil an der rund 47 Kilometer langen Austrian-Bavarian-Gasline erworben. Zum Ende des Jahres 2003 hat Ruhrgas sämtliche Geschäfts-

anteile an den Gasleitungsgesellschaften Mittelrheinische Erdgastransportgesellschaft und Süddeutsche Erdgas Transport von Esso und Shell übernommen und ist damit Alleingesellschafter beider Transportgesellschaften.

Insgesamt hat sich das Leitungsnetz der Ruhrgas und ihrer Projektgesellschaften in Deutschland zum Jahresende auf 11.233 Kilometer verlängert. Überwachungsaufgaben nimmt Ruhrgas für Leitungen von insgesamt 12.809 Kilometer Länge wahr, davon 1.265 Kilometer Leitungen für Dritte.

Aus zwölf eigenen, im Gemeinschaftseigentum oder im Besitz von Projektgesellschaften der Ruhrgas befindlichen sowie angemieteten Erdgasuntertagespeichern stand Ruhrgas am Jahresende eine Arbeitsgaskapazität von 5,2 Mrd m³ zur Verfügung. Die maximale Ausspeicherleistung beträgt 5,7 Mio m³ pro Stunde.

96 Ruhrgas

Beschaffungsmarkt komplexer strukturiert

Im Berichtszeitraum 2003 nahm die Fragmentierung der Lieferstrukturen auf dem europäischen Erdgasbeschaffungsmarkt weiter zu. Gleichzeitig steigt in Westeuropa bei sinkender Eigenproduktion die Importabhängigkeit deutlich an. Auf diese Situation – komplexer werdende Lieferstrukturen bei steigender Bedeutung von nicht europäischen Lieferanten – ist Ruhrgas mit ihrem diversifizierten Bezugsportfolio und der langjährigen Expertise auf internationalen Beschaffungsmärkten gut vorbereitet.

Außerdem befasst sich Ruhrgas mit wichtigen Infrastrukturprojekten, die der Versorgungssicherheit dienen (wie bei den Projekten für den Export russischen Gases) oder dem Ausbau der internationalen Gashandelsaktivitäten (wie bei den Projekten zur Belieferung von Großbritannien).

Russland und Norwegen wichtigste Lieferländer im Jahr 2003

Im Berichtsjahr hat Ruhrgas insgesamt 623,4 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten bezogen. Wichtigste Lieferländer waren mit einem Anteil von 31 Prozent Russland und mit einem Anteil von 29 Prozent Norwegen. Die Niederlande trugen mit 16 Prozent, Dänemark mit 3 Prozent und Großbritannien mit 4 Prozent zum Aufkommen bei. Aus inländischer Förderung stammten 17 Prozent des Ruhrgas-Aufkommens. Fundament der Erdgasbeschaffung bei Ruhrgas sind langfristige Lieferverträge mit den Produzenten oder Exportgesellschaften in den genannten Ländern. Ergänzt werden die langfristigen Vereinbarungen durch kurzfristige Handelsgeschäfte zur Optimierung des Portfolios, mit Schwerpunkt in Großbritannien.

Langfristverträge bleiben Fundament der Erdgasversorgung

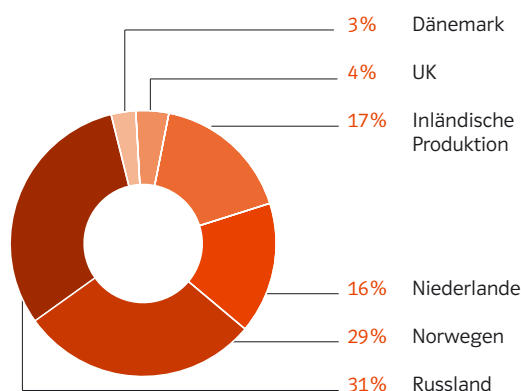
Durch Langfristverträge mit Take-or-Pay-Verpflichtungen bietet Ruhrgas den Produzenten die notwendige Grundlage für die Amortisation der getätigten Investitionen in Milliardenhöhe und die notwendigen Ersatzinvestitionen. Für die Kunden in Europa sind Langfristverträge gleichzeitig das Fundament, das die sichere Versorgung mit Erdgas zu wettbewerbsfähigen Preisen gewährleistet. Die große Bedeutung von Langfristverträgen sowohl für Produzenten als auch für Kunden wird von der Bundesregierung und von der Europäischen Kommission anerkannt.

Investitionen

Ruhrgas investierte im Berichtszeitraum 2003 rund 139 Mio € in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände, im Wesentlichen in den Ausbau von Verdichterstationen. Die Investitionen in Finanzanlagen lagen bei 324 Mio €. Das größte Einzelprojekt war der Erwerb weiterer Anteile an dem russischen Gasunternehmen Gazprom.

Erdgasaufkommen nach Regionen

Erdgasaufkommen der Ruhrgas AG 623,4 Mrd kWh



Trend zum Erdgas als Heizenergie hält an

Auch im Jahr 2003 war der Trend zum Erdgas als moderner und umweltschonende Heizenergie ungebrochen. Rund 47 Prozent der Wohnungen in Deutschland wurden Ende des Jahres mit Erdgas beheizt; davon kamen im Laufe des Jahres knapp 300.000 Wohnungen hinzu. Bei den im Jahr 2003 zum Bau genehmigten neuen Wohnungen lag der Erdgasanteil mit knapp 75 Prozent erneut auf dem hohen Niveau des Vorjahres. Damit hat Erdgas seine führende Position auf dem Wärmemarkt weiter ausgebaut.

Neue Technologien

Die technischen Entwicklungsaktivitäten von Ruhrgas dienen dazu, den Betrieb und die Überwachung des von ihr betreuten Leitungsnetzes zu optimieren. Darüber hinaus will Ruhrgas mit diesen Aktivitäten die Wettbewerbsposition des Erdgases in seinen Anwendungsgebieten gegenüber den Konkurrenzenergien verbessern und neue Marktsegmente erschließen. Ruhrgas hat auch im Jahr 2003 innovative Projekte gefördert und neue Technologien unter Praxisbedingungen getestet.

Gasdetektion mit Laser und Hubschrauber

Ein Beispiel ist das Entwicklungsprojekt CHARM (CH₄ Airborne Remote Monitoring). Gemeinsam mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR und der Brandenburger Firma

Adlares wird mit diesem Projekt ein laserbasiertes Gasdetektionssystem für die Gasleitungsbefliegung in vorrangig bebauten Bereichen entwickelt. Nachdem im ersten Halbjahr das neue System erstmals praxisnah getestet worden war und simulierte Leitungsundichtigkeiten von einem Hub-schrauber aus eindeutig identifiziert werden konnten, wurde in der zweiten Jahreshälfte die Stabilität des Lasers verbessert. Mit dem modifizierten System werden ausgedehnte Messflüge fortgeführt, um das System exakt zu charakterisieren.

Erster Test mit Brennstoffzellen-Heizgeräten

Die Brennstoffzellen-Technologie spielt in der Diskussion um die Energieversorgung der Zukunft eine zentrale Rolle. Brennstoffzellen arbeiten sehr effizient und fast emissionsfrei. Besonders attraktive Perspektiven bietet der Einsatz erdgasbetriebener Brennstoffzellen-Heizgeräte.

Im Rahmen eines europäischen Kooperationsprojektes werden 31 Vaillant Brennstoffzellen-Heizgeräte in Mehrfamilienhäusern in Deutschland und den Niederlanden getestet. Seit Januar 2003 sind 6 Anlagen der EURO 1 Gerätegeneration im Einsatz, und die Betriebsergebnisse zeigen, dass die Erfahrungen aus dem Feldtest mit der Vorgängergeneration erfolgreich umgesetzt wurden. Der elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzellen-Heizgeräte ist über den gesamten Leistungsbereich nahezu konstant. Der thermische Wirkungsgrad steigt mit steigender Leistung und mit sinkender Rücklauf-temperatur. Für den Gesamtwirkungsgrad gelten die gleichen Trends wie für den thermischen Wirkungsgrad: Die NO_x- und CO₂-Emissionen liegen deutlich unter den Grenzwerten für das Umweltzeichen Blauer Engel. Im November 2003 begann die zweite Phase des Feldtests mit der Installation der ersten Brennstoffzellen der neuen Gerätegeneration EURO 2. Im ersten Quartal 2004 soll die Installation aller Anlagen in Deutschland und den Niederlanden abgeschlossen sein.

Erdgas als Kraftstoff

Angeichts der EU-Luftqualitätsziele kommt dem Erdgas als Kraftstoff eine besondere Bedeutung zu. Mit der 2002 gegründeten Gesellschaft erdgas mobil unterstützt die deutsche Gaswirtschaft unter Federführung der Ruhrgas den Aufbau einer Erdgastankstellen-Infrastruktur in Deutschland und eröffnet damit einen neuen Vertriebsweg für Erdgas als umweltschonenden Kraftstoff im Verkehr. Marktpartner der erdgas mobil sind lokale Energiedienstleistungsunternehmen und führende Mineralölgesellschaften. Bis zum Jahr 2007 sollen in einer ersten Stufe 1.000 Erdgastankanlagen errichtet werden.

Fünf führende Autohersteller bieten Modelle mit Erdgasantrieb an. Die meisten Erdgasautos sind bivalent ausgelegt, d.h., sie können sowohl mit Benzin als auch mit Erdgas betrieben werden.

Für Ruhrgas war das on-top-Projekt der Beginn einer intensiven Vernetzung mit den anderen Teilen des Konzerns. In kurzer Zeit wurden dabei wichtige Voraussetzungen geschaffen, um die spezifischen Stärken jedes Konzernunternehmens optimal einzusetzen und E.ON gemeinsam weiter voranzubringen.



Gregor Pett, Bereichsleiter
Gaswirtschaftliche Planung, Ruhrgas AG

Ausblick

Ein Ergebnis des konzernweiten on-top-Projektes besteht darin, Beschaffung, Transport, Speicherung und Handel von Gas als einheitlichen gesamteuropäischen Markt zu definieren. Demzufolge ist Ruhrgas für die Market Unit Pan-European Gas – das gesamteuropäische Midstream-Gasgeschäft – zuständig. Wichtiger Teil des Konzeptes ist, dass die E.ON-Konzerngesellschaften Powergen in Großbritannien und Sydkraft in Schweden künftig durch Ruhrgas beliefert werden sollen. Damit können auch auf gesamteuropäischer Ebene die Vorzüge einer vertikalen ***Integration** sowie Know-how- und Größenvorteile genutzt werden. Weitere künftige Schwerpunkte betreffen die Bereiche Upstream und Beteiligungen Downstream.

In der Market Unit Pan-European Gas erwarten wir für das Jahr 2004, dass sich das außergewöhnlich hohe EBIT des Vorjahres nicht wieder erreichen lässt. Hierbei unterstellen wir gegenüber dem Jahr 2003 wieder normalisierte Witterungsbedingungen.

98 Powergen

Powergen-Gruppe ¹⁾		
in Mio €	2003	2002
Umsatz	9.894	4.422
EBITDA	1.531	763
EBIT	905	456
Betriebsergebnis	620	329
ROCE in %	5,7	5,7
Kapitalkosten in %	8,6	8,6
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	493	373
Investitionen	842	3.094
Mitarbeiter (31. 12.)	10.062	11.017

¹⁾ seit 1.7.2002 voll konsolidiert

Integration des früheren TXU-Vertriebsgeschäfts abgeschlossen

Durch die Übernahme des Vertriebsgeschäfts von TXU im Herbst 2002 hat Powergen rund 5,5 Millionen Strom- und Gaskunden hinzugewonnen und damit ihre Kundenbasis mehr als verdoppelt. Mittlerweile hat Powergen die ***Integration** der früheren TXU-Aktivitäten abgeschlossen und alle geplanten Synergieeffekte realisiert. Die Belegschaft des erworbenen Geschäfts wurde um mehr als 1.200 Mitarbeiter angepasst. Die ebenfalls von TXU übernommenen Kraftwerke Drakelow und High Marnham wurden stillgelegt, das Kraftwerk Ironbridge in das bestehende Erzeugungsportfolio von Powergen integriert. Die Migration aller früheren TXU-Kunden zur Marke Powergen ist inzwischen erfolgreich abge-

schlossen. Powergens derzeitige Kundenbasis umfasst rund 8,6 Millionen Strom- und Gaskunden einschließlich 0,1 Millionen Industrie- und Gewerbekunden. Damit ist Powergen die Nummer 2 im britischen Strom- und Gasmarkt mit Marktanteilen von 22 Prozent bzw. 12 Prozent.

Abgabe von Nicht-Kern-Aktivitäten

LG&E Energy veräußerte im Oktober 2003 die Gesellschaft CRC Evans. Das Unternehmen ist einer der führenden Anbieter von Anlagen und Dienstleistungen für den Bau sowie die Sanierung von Erdgas- und Ölleitungen. Bereits im Rahmen der Übernahme von LG&E Energy durch Powergen hatte die SEC die Auflage gemacht, dieses Geschäft zu verkaufen. CRC Evans wird unter den nicht fortgeführten Aktivitäten gezeigt.

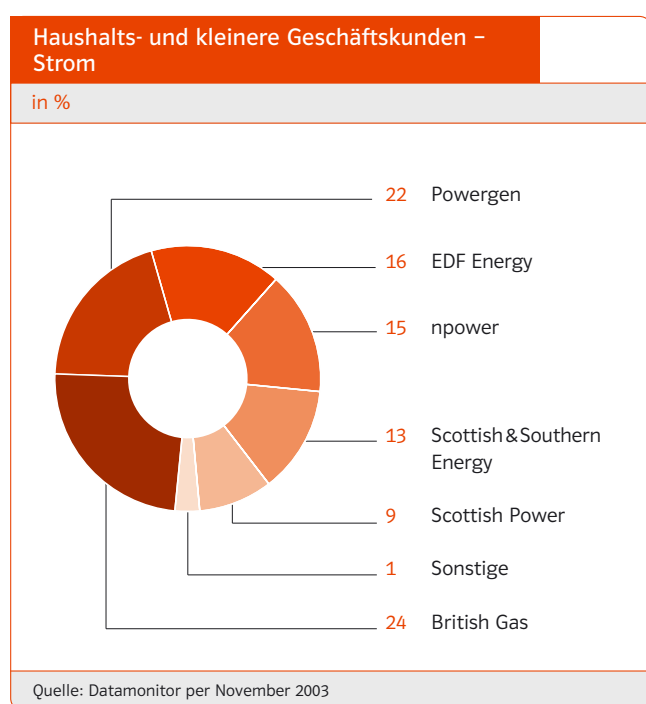
Im Rahmen der ***Fokussierung** auf die Kernmärkte Großbritannien und USA veräußerte Powergen ihre Kraftwerksbeteiligungen in Indien, Australien und Thailand. In einem letzten Schritt hat sich Powergen im Januar 2004 vertraglich geeinigt, ihren 35-prozentigen Anteil an Jawa Power – dem Eigentümer eines 1.220-MW-Kraftwerks in Paiton/Indonesien – zu verkaufen. Die Transaktion bedarf noch der regulatorischen Freigabe sowie der Zustimmung von Mitgesellschaftern und soll bis Ende 2004 abgeschlossen sein.

Die bevorstehende Verschmelzung von East Midlands Electricity und Midlands Electricity zu Central Networks wird noch manche Herausforderung mit sich bringen. Wir sind bereits der zweitgrößte Stromverteiler in England. Jetzt möchten wir für unsere Kunden Central Networks zum besten Stromversorger in Großbritannien machen.



Alan Raymant, Director
Infrastructural Services, Powergen UK plc

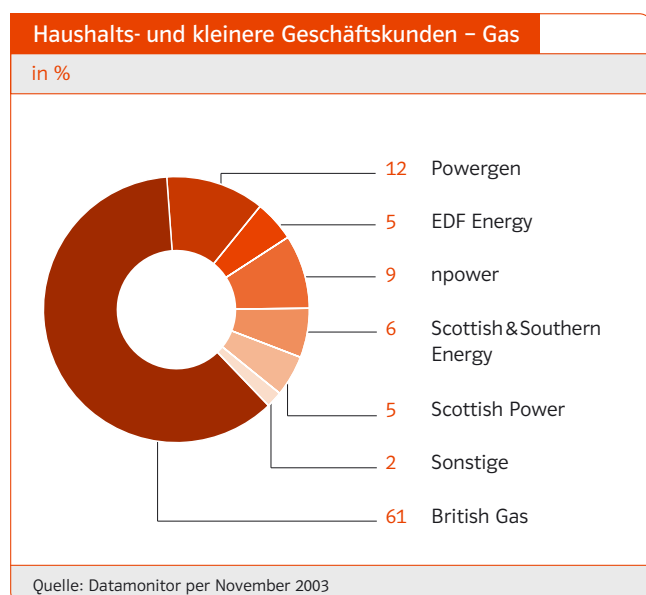
- Powergen übernimmt Midlands Electricity
- Integration des früheren TXU-Vertriebsgeschäfts abgeschlossen
- Für 2004 EBIT-Steigerungen für die Market Unit UK und US-Midwest erwartet



Powergen übernimmt Midlands Electricity

Powergen hat im Januar 2004 die Übernahme von Midlands Electricity – einem Stromverteiler mit 2,4 Millionen Netzan-schlüssen – vollzogen. Das Versorgungsgebiet von Midlands Electricity grenzt unmittelbar an das der Powergen-Tochter East Midlands Electricity. Aus der ***Integration** beider Unter-nehmen ergeben sich erhebliche Synergiepotenziale. Powergen hat bereits einen Integrationsprozess initiiert, um Effizienz-steigerungen zu realisieren. Beide Unternehmen behalten getrennte Betreiberlizenzen, werden aber zukünftig als eine Einheit geführt. Das neue Geschäft wird unter dem Namen Central Networks operieren und mit 4,8 Millionen Netzan-schlüssen der zweitgrößte britische Stromverteiler sein.

Darüber hinaus hat Powergen im Rahmen der Transaktion weitere Beteiligungen übernommen. Hierzu zählen ein Ablese- und Contracting-Geschäft sowie Anteile an Kraftwerken in Großbritannien, der Türkei und Pakistan. Nach strategischer und wirtschaftlicher Überprüfung will Powergen im Jahr 2004 entscheiden, ob diese Aktivitäten in das bestehende Geschäft integriert oder veräußert werden sollen.

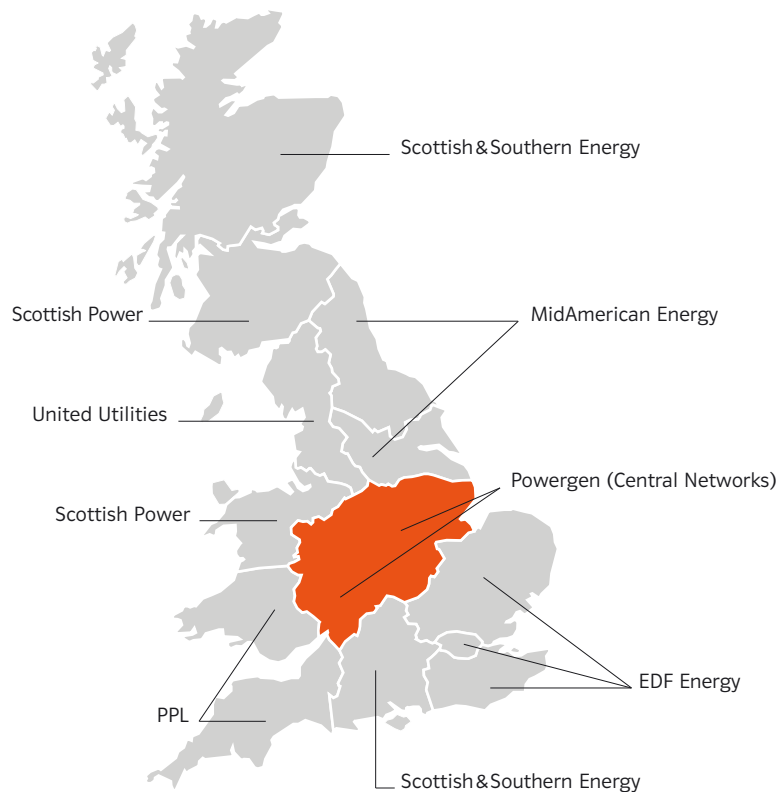


Cottam Development Centre übernommen

Im Januar 2004 erwarb Powergen von Siemens Project Ven-tures deren Anteil an Cottam Development Centre, einem 390-MW-Gaskraftwerk in Nottinghamshire. Powergen ist damit alleinige Eigentümerin eines der effizientesten und zuverlässigsten Gaskraftwerke in Großbritannien. Cottam Development Center soll jetzt in das bestehende Erzeugungs-portfolio von Powergen integriert werden.

100 Powergen

Übersicht britische Stromverteiler



Erfreuliche Betriebsergebnis- und Umsatzentwicklung

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾										
in Mio €	Umsatz		EBITDA		EBIT		Betriebsergebnis		Mitarbeiter (31.12.)	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Powergen UK	7.923	3.162	995	395	569	199	452	155	6.174	7.034
LG&E Energy	1.971	1.260	517	352	317	241	218	194	3.521	3.578
Sonstiges	-	-	19	16	19	16	-50	-20	367	405
Powergen-Gruppe	9.894	4.422	1.531	763	905	456	620	329	10.062	11.017

1) seit 1.7.2002 voll konsolidiert

Im Geschäftsjahr 2003 erzielte Powergen einen Umsatz von 9,9 Mrd € (zweites Halbjahr 2002: 4,4 Mrd €). Davon entfielen 7,9 Mrd € auf das UK-Geschäft und 2,0 Mrd € auf das US-Geschäft. Das Betriebsergebnis betrug 620 Mio € (zweites Halbjahr 2002: 329 Mio €). In Großbritannien wurden 452 Mio € erwirtschaftet. Das amerikanische Geschäft von LG&E Energy trug 218 Mio € zum Betriebsergebnis bei. Das übrige Ergebnis umfasst die Aktivitäten in der Region Asien-Pazifik und die Kosten der Powergen-Holding. Die erheblichen Steigerungen im Vorjahresvergleich sind vor allem auf die erstmals ganzjährige Einbeziehung von Powergen im Jahr 2003 zurückzuführen.

In Großbritannien verzeichnete das integrierte Geschäft eine sehr erfreuliche Entwicklung. Hierfür war vor allem der Beitrag des früheren TXU-Vertriebsgeschäfts verantwortlich. Das Verteilungsgeschäft entwickelte sich stabil.

Im regulierten Geschäft erreichte LG&E Energy ein Betriebsergebnis von 249 Mio €. Das Off-system-Geschäft – das heißt der Verkauf überschüssiger Strommengen an Kunden außerhalb des regulierten Versorgungsgebietes – profitierte von den hohen Stromhandelspreisen und einer verbesserten Kraftwerksauslastung. Gegenläufig belastete der schwere Eisregen in Kentucky Anfang 2003 das Ergebnis.

Im unregulierten Geschäft verzeichnete LG&E Energy einen Betriebsverlust von 31 Mio €. Weiterhin hohe Brennstoffkosten sowie Anlagenausfälle zu Beginn des Jahres 2003 haben zu diesem Verlust beigetragen. Die wirtschaftliche und politische Situation in Argentinien ist nach wie vor schwierig.

Strom- und Gasabsatz erheblich gestiegen

Der Stromabsatz von Powergen UK stieg im Jahr 2003 um 96 Prozent auf 72,0 Mrd kWh. 55 Prozent entfielen auf Haushalts- und kleinere Geschäftskunden. 45 Prozent wurden an industrielle und gewerbliche Abnehmer abgesetzt. Der Gasabsatz lag mit 102,4 Mrd kWh um 67 Prozent über dem Vorjahr. Davon entfielen 66,8 Mrd kWh auf Haushalts- und kleinere Geschäftskunden und 35,6 Mrd kWh auf industrielle und gewerbliche Abnehmer. Dieser signifikante Absatzzuwachs im Strom- und Gasgeschäft ist vor allem auf die Einbeziehung der früheren TXU-Vertriebsaktivitäten zurückzuführen.

Absatz Powergen UK ¹⁾			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	39,3	20,4	+93
Industrie- und Gewerbekunden	32,7	16,4	+99
Stromabsatz	72,0	36,8	+96
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	66,8	33,4	+100
Industrie- und Gewerbekunden	35,6	27,8	+28
Gasabsatz	102,4	61,2	+67
1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten			

Energieträger Kohle deckt zwei Drittel der Eigenzeugung

Powergen UK erzeugte im Berichtszeitraum in eigenen Kraftwerken 35,9 Mrd kWh und lag damit leicht über dem Vorjahr. Von Fremden und Gemeinschaftskraftwerken bezog Powergen UK 38,4 Mrd kWh.

Strombeschaffung Powergen UK			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Eigenerzeugung	35,9	33,6	+7
Bezug ¹⁾	38,4	6,4	+500
von Gemeinschaftskraftwerken	4,3	4,6	-7
von Fremden	34,1	1,8	+1.794
Strombeschaffung	74,3	40,0	+86
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-2,3	-3,2	+28
Stromabsatz	72,0	36,8	+96
1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten			

Im Berichtszeitraum wurden nahezu zwei Drittel der Eigenzeugung (ohne KWK-Anlagen) aus Kohle und ein Drittel aus Gas gedeckt. Der Anteil der sonstigen Energieträger (Wind und Wasserkraft, Öl) lag bei einem Prozent.

Die zurechenbare Kraftwerksleistung von Powergen UK betrug zum Jahresende 9.614 MW. Hiervon entfielen 4.910 MW auf die Erzeugung aus Kohle, 2.380 MW auf Gas, 1.711 MW auf Öl, Wind, Wasserkraft und Sonstige sowie 613 MW auf KWK-Anlagen.

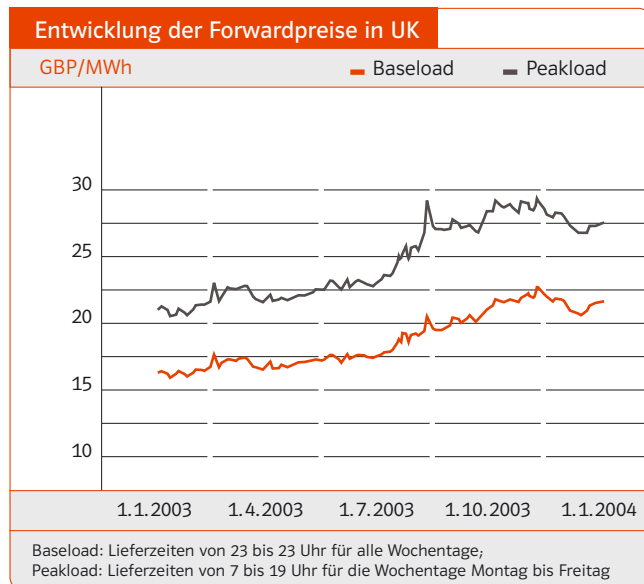
Zurechenbare Kraftwerksleistungen Powergen UK		
in MW	31.12.2003	31.12.2002
Steinkohle	4.910	6.247
Erdgas	2.380	2.230
Wasserkraft, Windkraft, Öl, Sonstige	1.711	1.093
KWK	613	613
Insgesamt	9.614	10.183

Kraftwerksportfolio umstrukturiert

Powergen UK überprüft kontinuierlich die Wirtschaftlichkeit ihrer Kraftwerke, um flexibel auf veränderte Marktbedingungen reagieren zu können. Das Erzeugungsportfolio wurde im Jahr 2003 wie folgt umstrukturiert: Ein zweiter Block des Gaskraftwerks Killingholme wurde aufgrund steigender Gaspreise konserviert. Das Ölkraftwerk Grain wurde im Sommer zunächst stillgelegt. Angesichts des signifikanten Anstiegs der Stromhandelspreise in der zweiten Jahreshälfte wurde Grain wieder in Betrieb genommen. Killingholme arbeitet wieder bei verringerter Kapazität, um für National Grid Reserveleistung bereitzustellen. Im Verlauf des Jahres wurden insgesamt 1.422 MW vom Netz genommen. Inklusive aller Anpassungen lag die Erzeugungskapazität von Powergen am Jahresende 569 MW unter der des Vorjahres.

102 Powergen

Anfang des Jahres 2004 hat die britische Regierung ihre ambitionierten Ziele für erneuerbare Energien bekräftigt. Sie beabsichtigt, die bisherigen gesetzlichen Vorgaben für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2015 zu verlängern. Vor diesem Hintergrund entwickelt Powergen UK derzeit Windkraftprojekte mit einer Leistung von insgesamt 755 MW.



Stromabsatz im US-Geschäft stabil

Der Stromabsatz von LG&E Energy lag im Jahr 2003 mit 46,2 Mrd kWh auf Vorjahresniveau. Hiervon entfielen 35,4 Mrd kWh auf das regulierte Endkundengeschäft – Louisville Gas and Electric Company und Kentucky Utilities Company – und 10,8 Mrd kWh auf das unregulierte Geschäft. Im regulierten Geschäft hat LG&E Energy 12 Prozent des gelieferten Stroms an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebiets verkauft. Der Gasabsatz von LG&E Energy belief sich im Jahr 2003 auf 15,7 Mrd kWh und ging im Vorjahresvergleich um 3 Prozent zurück. Im regulierten Versorgungsgebiet belieferte LG&E Energy insgesamt 896.000 Kunden mit Strom und 312.000 Kunden mit Gas.

Absatz LG&E Energy			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Reguliertes Geschäft	35,4	35,2	+1
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	31,0	31,4	-1
Off-system-Geschäft ¹⁾	4,4	3,8	+16
Unreguliertes Geschäft	10,8	11,0	-2
Stromabsatz	46,2	46,2	-
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	15,1	14,6	+3
Off-system-Geschäft ¹⁾	0,6	1,6	-63
Gasabsatz	15,7	16,2	-3

1) Verkauf überschüssiger Strommengen an Kunden außerhalb des regulierten Versorgungsgebietes

Die Stromerzeugung und -beschaffung entsprach im Wesentlichen dem Vorjahr. Der Stromabsatz wurde überwiegend durch Eigenerzeugung gedeckt. Im Berichtszeitraum entfielen 44,1 Mrd kWh der Strombeschaffung auf eigene und geleaste Kraftwerke. Die Stromerzeugung von LG&E Energy wird mit 99 Prozent fast ausschließlich von Kohlekraftwerken getragen. Von Fremden wurden 4,8 Mrd kWh bezogen.

Strombeschaffung LG&E Energy			
in Mrd kWh	2003	2002	+/- %
Eigenerzeugung	44,1	44,1	-
Eigene Kraftwerke	33,5	33,2	+1
Geleaste Kraftwerke	10,6	10,9	-3
Bezug	4,8	4,8	-
Strombeschaffung	48,9	48,9	-
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-2,7	-2,7	-
Stromabsatz	46,2	46,2	-

Die zurechenbare Kraftwerksleistung von LG&E Energy betrug 9.073 MW. Ein Großteil hiervon entfiel auf Kohlekraftwerke. Die verbleibende Kapazität verteilte sich auf Gas, Öl, Wasserkraft und Wind.

Zurechenbare Kraftwerksleistungen LG&E Energy		
in MW	31.12.2003	31.12.2002
Kohle	7.031	7.096
Gas, Öl, Wasser- und Windkraft	2.042	2.103
Insgesamt	9.073	9.199

Investitionen

Die Investitionen lagen bei Powergen im Geschäftsjahr 2003 mit 0,8 Mrd € deutlich unter dem Niveau des Vorjahres. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Akquisition des TXU-Vertriebsgeschäfts im Herbst 2002 zurückzuführen. Die Investitionen im Jahr 2003 umfassten insbesondere Sachanlagen und entfielen zu jeweils 0,4 Mrd € auf Powergen UK und LG&E Energy. Powergen UK investierte primär in die Bereiche erneuerbare Energien, konventionelle Stromerzeugung sowie das regulierte Verteilungsgeschäft. Der Schwerpunkt des Investitionsprogramms bei LG&E Energy lag auf Erhaltungs-

Investitionen ¹⁾			
in Mio €	2003	2002	+/- %
Powergen UK	399	2.695	-85
LG&E Energy	443	399	+11
Insgesamt	842	3.094	-73

1) seit 1.7.2002 voll konsolidiert

investitionen. Aufgrund von Umweltschutzaufgaben wurde verstärkt in Technologien zur Emissionsreduzierung investiert. Darüber hinaus soll mit vier neuen Gasturbinen mittelfristig die steigende Nachfrage im Versorgungsgebiet gedeckt werden.

Ausblick

Wie im Rahmen des konzernweiten Struktur- und Strategieprojekts on-top beschlossen, sind Powergen UK und LG&E Energy vom Beginn des Jahres 2004 an für die Market Unit UK und US-Midwest verantwortlich. LG&E Energy berichtet seit dem 1. Januar 2004 direkt an die E.ON AG.

Für die Market Unit UK rechnen wir mit einem EBIT deutlich über dem Vorjahresniveau. Dazu wird insbesondere das neu erworbene Verteilungsgeschäft von Midlands Electricity beitragen. Darüber hinaus erwarten wir auch im integrierten Geschäft eine Ergebnissteigerung. Aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise hat Powergen UK im November 2003 angekündigt, die Strom- und Gaspreise ab dem 5. Januar 2004 für die Mehrzahl ihrer Haushaltskunden anzuheben.

Durch die Übernahme des Vertriebsgeschäfts von TXU im Oktober 2002 hat Powergen 5,5 Millionen neue Kunden gewonnen. Da in keinem anderen Strommarkt der Welt die Privatkunden härter umkämpft werden als in England, konzentrieren sich unsere Anstrengungen darauf, diese Kunden zu halten und zusätzlich Kunden unserer Konkurrenten zu gewinnen.



Helen Kerr, Head of Brand & Communications, Powergen UK plc

Für die Market Unit US-Midwest rechnen wir mit einer EBIT-Verbesserung in lokaler Währung. Das Ergebnis wird voraussichtlich von Tarifierhöhungen profitieren, die die beiden regulierten Geschäfte von LG&E Energy Ende 2003 beantragt haben. Die Stromtarife von LG&E Energy bleiben auch nach der Anpassung günstiger als die der angrenzenden Staaten und zählen weiterhin zu den niedrigsten in den USA. Der Erfolg des unregulierten Geschäfts wird von den Kohle- und Stromhandelspreisen in der Region US-Midwest sowie von politischen und wirtschaftlichen Faktoren in Argentinien abhängen. In der Berichtswährung Euro hängt das Ergebnis im laufenden Geschäftsjahr von der weiteren Entwicklung des US-Dollar-Wechselkurses ab.

104 Vittera

Vittera			
in Mio €	2003	2002	+/- %
Umsatz	1.085	1.214	-11
EBITDA	643	559	+15
EBIT	456	387	+18
Betriebsergebnis	295	203	+45
ROCE in %	10,6	8,3	+2,3 ¹⁾
Kapitalkosten in %	7,6	7,6	-
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	102	51	+100
Investitionen	124	378	-67
Mitarbeiter (31. 12.)	1.887	2.471	-24
1) Veränderung in Prozentpunkten			

Fokussierung auf das Immobiliengeschäft konsequent fortgesetzt

Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat Vittera die Ausrichtung auf das Immobiliengeschäft konsequent fortgesetzt. Anfang 2003 veräußerte Vittera den Wärmedienstleister Vittera Contracting und im Juni 2003 Vittera Energy Services. Mit diesen beiden Verkäufen hat das Unternehmen – nach den bereits in den beiden Vorjahren vollzogenen Veräußerungen von Vittera Sicherheit + Service sowie WIS Consult – die Trennung von den Serviceaktivitäten erfolgreich abgeschlossen.

Vittera konzentriert sich nun vollständig auf das Kerngeschäft Wohnimmobilien und das Ergänzungsgeschäft Projektentwicklung.

Im Kerngeschäft verfolgt Vittera eine Handelsstrategie. Diese umfasst den Ankauf privatisierungsfähiger Wohnungsbestände, ein wertsteigerndes und auf den Vertrieb ausgerichtetes Bestandsmanagement sowie den Einzelverkauf von Wohnungen an Mieter, Selbstnutzer und Kapitalanleger. Außerdem werden einzelne Mehrfamilienhäuser an Investoren veräußert. Ergänzt wird dieses Kerngeschäft um die Entwicklung von Büroimmobilien und Eigentumswohnungen im Geschäftsfeld Projektentwicklung.

Vittera ist mit insgesamt rund 152.000 Wohnungen auf allen wesentlichen Wohnungsmärkten in Deutschland vertreten. Hierbei sind die regionalen Verantwortlichkeiten eindeutig festgelegt.

Die Vittera AG ist mit sechs Niederlassungen und der Wohnungsgesellschaft Hüls für den Wohnungsbestand im Ruhrgebiet (rund 90.000 Wohnungen) verantwortlich, Vittera Rhein-Main betreut die etwa 21.000 Wohnungen in der Rhein-Main-Region, und Deutschbau ist für das übrige Bundesgebiet (rund 41.000 Wohnungen) zuständig.

Anteil an Wohnungen im Ruhrgebiet verringert

Vittera hat mit dem Verkauf von rund 38.000 Wohnungen im Ruhrgebiet den Wohnungsanteil in dieser Region am gesamten Wohnungsbestand deutlich reduziert und damit ihre Abhängigkeit von der Entwicklung des Wohnungsmarkts einer Region verringert. Von den im Ruhrgebiet verkauften Wohnungen sind rund 27.000 gemäß US-amerikanischer

Rechnungslegung weiterhin in der Bilanz von Vittera abzubilden. Bei den rund 27.000 Wohneinheiten handelt es sich um einen Wohnungspaket-Verkauf an einen Investor. Diese Wohnungsbestände sind aus Sicht von Vittera weder zur Wohnungsprivatisierung noch zum Vertrieb als einzelne Mehrfamilienhäuser geeignet und somit nicht mit der Handelsstrategie von Vittera vereinbar. Vittera ist von dem Investor mit der Bewirtschaftung und dem Vertrieb der Wohnungen beauftragt worden. Neben diesem Paket wurden weitere rund 11.000 Wohnungen im Ruhrgebiet veräußert. Damit wurde der Vorjahreswert von 7.700 Wohneinheiten deutlich übertroffen.

Geschäftsfeld Projektentwicklung neu ausgerichtet

Das Geschäftsfeld Projektentwicklung ist eine attraktive Ergänzung zum Vittera-Kerngeschäft Wohnimmobilien mit guten Wachstumsaussichten und einem hohen Renditepotenzial. Bereits Anfang 2003 hat Vittera ihr langjähriges Know-how in der Büroimmobilien-Entwicklung mit dem Eigentumswohnungsbau bei Vittera Development zusammengeführt. Vittera Development konzentriert sich auf die Entwicklung und den Vertrieb von Büroimmobilien und Eigentumswohnungen in Innenstadtlagen der deutschen Ballungszentren München, Frankfurt/Main, Düsseldorf, Hamburg, Berlin sowie in Warschau und Prag. Im Rahmen dieser ***Fokussierung** wurde der Logistikpark Rudná bei Prag an das US-Immobilienunternehmen Heitman verkauft.

Bauträgergeschäft Ende 2003 eingestellt

Das Bauträgergeschäft von Reihen- und Doppelhäusern, das von Vittera Baupartner verantwortet wurde, hat in den letzten Jahren zu unbefriedigenden Ergebnisbeiträgen bei hoher Kapitalbindung und hohem Risiko geführt. Ende des Jahres 2003 wurde die Abwicklung der Geschäftsaktivitäten von Vittera Baupartner weitestgehend abgeschlossen.

Betriebsergebnis deutlich gesteigert

Im Geschäftsjahr 2003 verringerte sich der Umsatz auf rund 1.085 Mio € (Vorjahr: 1.214 Mio €). Wesentliche Ursachen hierfür waren geringere Bewirtschaftungserlöse infolge der Wohnungsverkäufe sowie geringere Umsätze durch die Einstellung der Geschäftsaktivitäten von Vittera Baupartner.

Das Betriebsergebnis stieg um 45 Prozent auf 295 Mio € an. Dies ist insbesondere auf die deutliche Steigerung der Wohnungsverkäufe bundesweit auf rund 13.400 Einheiten (Vorjahr: 9.900 Wohneinheiten) zurückzuführen. Der Verkauf des Wohnungspakets im Ruhrgebiet ist gemäß US-amerikanischer Rechnungslegung nicht berücksichtigt. Positiv wirkte sich zudem die Abwicklung von Vittera Baupartner aus. Der Fehlbetrag konnte hier spürbar reduziert werden.

Ausblick

Vittera wird im Geschäftsjahr 2004 die Handelsstrategie im Kerngeschäftsfeld Wohnimmobilien mit wertsteigernder Bewirtschaftung und Vertrieb von Wohnimmobilien weiter umsetzen. Die Projektentwicklung soll unter Berücksichtigung der jeweiligen Marktsituation ausgebaut werden. Nach den außergewöhnlichen Steigerungsraten bei den Wohnungsverkäufen im Vorjahr geht Vittera für das Jahr 2004 von rückläufigen Verkaufszahlen aus. Das EBIT wird hierdurch voraussichtlich das Vorjahresniveau nicht erreichen.



* Effizienz

* Effizienz

Um unsere Performance zu verbessern, wurden im gesamten Konzern vielfältige Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz eingeleitet, insgesamt in Höhe von über einer Milliarde Euro. Synergien bei der Integration der erworbenen Gesellschaften, der Transfer von Wissen sowie weitere operative Effizienzverbesserungen im gesamten Konzern tragen dazu bei, die finanzielle Performance zu steigern und uns im Wettbewerb insgesamt schlagkräftiger aufzustellen.



Kürbis
suppe
2,00

110 Segmentinformationen nach Bereichen

Nicht fortgeführte Aktivitäten			
in Mio €	Im Berichtszeitraum 2002 veröffentlicht	Nicht fortgeführte Aktivitäten	Angepasste Werte für den Berichts- zeitraum 2002
E.ON Energie	2.855	-73	2.782
Ruhrgas	-	-	-
Powergen	329	-	329
Sonstige/Konsolidierung	-152	-	-152
Kerngeschäft Energie	3.032	-73	2.959
Viterra	203	-	203
Degussa	655	-	655
Betriebsergebnis	3.890	-73	3.817
Neutrales Ergebnis	-4.594	18	-4.576
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-704	-55	-759
Konzernüberschuss	2.777	-	2.777

Berichtete Segmente im Jahr 2003

Entsprechend der nach Produkten und Dienstleistungen gegliederten internen Organisations- und Berichtsstruktur wird im Rahmen der Segmentberichterstattung zwischen den Bereichen Energie, Viterra und Degussa unterschieden. Das Kerngeschäft Energie umfasst die Segmente E.ON Energie, Ruhrgas und Powergen. Daneben wird auch das Segment Sonstige/Konsolidierung dem Kerngeschäft Energie zugeordnet.

- E.ON Energie fokussiert sich auf das integrierte Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Kontinentaleuropa einschließlich Schweden und Finnland.
- Ruhrgas wird mit der vollständigen Übernahme seit dem 1. Februar 2003 voll in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen. Das Segment konzentriert sich auf das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft in Europa. Zusätzlich hält Ruhrgas überwiegend Minderheitsbeteiligungen im Downstream-Gasgeschäft.
- Powergen wird seit dem 1. Juli 2002 voll konsolidiert. Powergen ist mit Powergen UK in Großbritannien und mit LG&E Energy in den Vereinigten Staaten als integriertes Energieversorgungsunternehmen tätig.
- Das Segment Sonstige/Konsolidierung beinhaltet die Ergebnisse der zentralen Konzernfinanzierung, der direkt von E.ON AG gehaltenen Minderheitsbeteiligungen, die E.ON AG selbst sowie auf E.ON-Konzernebene durchzuführende Konsolidierungen.
- Viterra fokussiert sich auf den Bereich Wohnimmobilien und das Aufbaugeschäft Projektentwicklung.
- Im Rahmen der ***Fokussierung** auf das Kerngeschäft Energie wurden mit Wirkung zum 31. Januar 2003 rund 18 Prozent der Anteile am Spezialchemieunternehmen Degussa verkauft. Seit dem 1. Februar 2003 wird die Gesellschaft nur noch mit einem Anteil von 46,5 Prozent at equity in den Konzernabschluss einbezogen.

Nicht fortgeführte Aktivitäten

E.ON ist nach US-amerikanischer Rechnungslegung (SFAS 144) verpflichtet, veräußerte bzw. zum Verkauf bestimmte Segmente oder wesentliche Unternehmensteile unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen. Dies trifft insbesondere auf die im Rahmen der Ministererlaubnis von E.ON Energie abgegebene Beteiligung an Gelsenwasser zu. Daneben veräußerten Powergen und Viterra bestimmte Aktivitäten. Für weitere Informationen bezüglich dieser Veränderungen der Berichtsstruktur vergleiche auch Textziffer 4 im Anhang.

Die Konzern-Umsatz- und -Ergebniszahlen sowie die Investitionen für 2003 und 2002 sind um sämtliche Bestandteile der nicht fortgeführten Aktivitäten bereinigt.

Betriebsergebnis als zentrale Steuerungskennzahl

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Betriebsergebnis. Das Betriebsergebnis ist ein um außerordentliche Effekte bereinigtes Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und das sonstige nicht operative Ergebnis mit außerordentlichem Charakter.

Daneben segmentiert E.ON auch die Kennzahlen EBIT und EBITDA. Damit ist eine Aufspaltung des Gesamterfolgs der Geschäfte nach operativen, investitionsgetriebenen sowie finanzwirtschaftlichen Einflüssen möglich.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß US-GAAP definierten Kennzahlen abweichen. Das Betriebsergebnis leitet sich zum Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit laut Gewinn- und Verlustrechnung wie folgt über:

Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		
in Mio €	2003	2002 ¹⁾
Konzernbetriebsergebnis	4.565	3.817
Nettobuchgewinne	+ 1.257	+ 1.071
Restrukturierungsaufwendungen	- 479	- 331
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	+ 195	- 5.316
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.538	-759
1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten		

Für eine Überleitung des Betriebsergebnisses auf den Konzernüberschuss gemäß US-GAAP vergleiche Fußnote 32 im Anhang.

Die Nettobuchgewinne im Jahr 2003 resultieren insbesondere aus der Abgabe der Anteile an Bouygues Telecom an die Bouygues-Gruppe (840 Mio €) und aus der Veräußerung von rund 18 Prozent unserer Degussa-Anteile (168 Mio €). Rund 165 Mio € fielen aus dem Verkauf von Wertpapieren bei E.ON Energie an. Weitere Buchgewinne von rund 160 Mio € ergaben sich im Wesentlichen aus der Abgabe von Anteilen an swb und an einem ostdeutschen Regionalversorger bei E.ON Energie sowie von Kraftwerksbeteiligungen bei Powergen. Dem stand vor allem der Buchverlust aus der Veräußerung von 1,9 Prozent der HypoVereinsbank-Anteile im März 2003 in Höhe von 76 Mio € gegenüber. Der Vorjahreswert ist vor allem auf die Buchgewinne aus dem Verkauf von Teilbereichen der Schmalbach-Lubeca und unseren Steag-Anteilen zurückzuführen. Darüber hinaus fielen weitere Buchgewinne bei E.ON Energie insbesondere bei der Aufteilung der Rhenag, der Veräußerung von Anteilen an Sydkraft sowie am schweizerischen Energieversorgungsunternehmen Watt an.

Die Restrukturierungsaufwendungen fielen im Jahr 2003 im Wesentlichen bei E.ON Energie (-358 Mio €) im Zusammenhang mit der Bildung der Regionalversorger E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser sowie weiteren Vorruhestandsregelungen an. Zusätzlich resultieren Restrukturierungskosten aus der ***Integration** der TXU-Aktivitäten bei Powergen (-121 Mio €). Im Vorjahr betraf der Aufwand überwiegend den Chemiebereich.

112 Segmentinformationen nach Bereichen

Segmentinformationen nach Bereichen						
in Mio €	E.ON Energie		Ruhrgas		Powergen	
	2003	2002 ¹⁾	2003	2002	2003	2002 ¹⁾
Außenumsatz	22.571	19.112	11.699	-	9.886	4.422
Innenumsatz	8	30	386	-	8	-
Gesamtumsatz	22.579	19.142	12.085	-	9.894	4.422
EBITDA	5.778	4.663	1.530	-	1.531	763
Betriebsergebniswirksame Abschreibungen ²⁾	-1.944	-1.596	-361	-	-626	-307
EBIT	3.834	3.067	1.169	-	905	456
Betriebsergebniswirksames Zinsergebnis	-776	-285	-41	-	-285	-127
Betriebsergebnis	3.058	2.782	1.128	-	620	329
darin betriebsergebniswirksames Equity-Ergebnis ³⁾	528	451	206	-	53	44
Investitionen	3.521	6.125	463	-	842	3.094
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	1.699	1.590	139	-	749	548
Finanzanlagen	1.822	4.535	324	-	93	2.546
darin at equity bewertete Unternehmen	421	854	41	-	4	-

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) In den Jahren 2003 und 2002 weichen die betriebsergebniswirksamen Abschreibungen von den Abschreibungen gemäß US-GAAP ab. Im Jahr 2003 ist die Abweichung auf das Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei Powergen zurückzuführen, das im Neutralen Ergebnis erfasst wird. Ausschlaggebend für die Abweichungen 2002 sind im Wesentlichen die Wertanpassung des beim Erwerb von Powergen entstandenen Goodwills und die Abwertung unserer Anteile an der HypoVereinsbank, die ebenfalls im Neutralen Ergebnis ausgewiesen wurden.
3) Das betriebsergebniswirksame Equity-Ergebnis weicht 2003 und 2002 vom Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen gemäß US-GAAP ab. Dies ist 2003 auf die Umgliederung des Equity-Ergebnisses der RAG in das Neutrale Ergebnis sowie auf das Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei Powergen zurückzuführen. Im Jahr 2002 betrifft die Abweichung Buchgewinne aus dem Verkauf von Schmalbach-Lubeca und unseren Anteilen an der Steag, die beide im Neutralen Ergebnis ausgewiesen wurden.

Das sonstige nicht operative Ergebnis des Jahres 2003 enthält vor allem unrealisierte Erträge aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten bei E.ON Energie und Powergen (494 Mio €). Gegenläufig wirkte sich die von Degussa in ihrem Geschäftsbereich Feinchemie vorgenommene Wertberichtigung aus, die unser sonstiges nicht operatives Ergebnis mit 187 Mio € über unsere direkte Beteiligung an Degussa (46,5 Prozent) belastet. Der hohe negative Vorjahreswert ist im Wesentlichen auf die Wertanpassung des beim Erwerb von Powergen entstandenen Goodwills und die Abwertung unserer Anteile an der HypoVereinsbank sowie weiterer Wertpapiere zurückzuführen.

Eine weitere Anpassung im Rahmen der internen Erfolgsanalyse betrifft das Zinsergebnis, das nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt wird. So werden insbesondere der Zinsanteil aus der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen aus dem Personalaufwand in das Zinsergebnis umgegliedert. Analog werden Zinsanteile an der Dotierung anderer langfristiger Rückstellungen behandelt, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind.

Sonstige/ Konsolidierung		Kerngeschäft Energie		Viterra		Degussa		E.ON-Konzern	
2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾
140	141	44.296	23.675	1.075	1.204	993	11.745	46.364	36.624
-413	-60	-11	-30	10	10	1	20	-	-
-273	81	44.285	23.645	1.085	1.214	994	11.765	46.364	36.624
-259	-174	8.580	5.252	643	559	235	1.747	9.458	7.558
-53	-23	-2.984	-1.926	-187	-172	-59	-811	-3.230	-2.909
-312	-197	5.596	3.326	456	387	176	936	6.228	4.649
-381	45	-1.483	-367	-161	-184	-19	-281	-1.663	-832
-693	-152	4.113	2.959	295	203	157	655	4.565	3.817
16	58	803	553	-	2	105	38	908	593
4.210	13.448	9.036	22.667	124	378	36	1.114	9.196	24.159
-37	-31	2.550	2.107	74	102	36	1.001	2.660	3.210
4.247	13.479	6.486	20.560	50	276	-	113	6.536	20.949
-65	94	401	948	-	-	-	6	401	954

Betriebsergebniswirksames Zinsergebnis		
in Mio €	2003	2002 ¹⁾
Zinsergebnis laut GuV	-1.107	-372
Neutrales Zinsergebnis ²⁾	-62	+164
Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	-494	-624
Betriebsergebniswirksames Zinsergebnis	-1.663	-832
1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten		
2) Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen.		

Das neutrale Zinsergebnis in den Jahren 2003 und 2002 betrifft im Wesentlichen steuerlich bedingte Zinsen.



* Flexibilität

* Flexibilität

Um unsere finanzielle Flexibilität auch weiterhin zu erhalten, betreiben wir eine konservative Finanzpolitik und tätigen unsere Investitionen in einem klar begrenzten Rahmen mit strengen finanziellen Kriterien. Neben ambitionierten Performance-Zielen wollen wir unsere hervorragende Bonität beibehalten, um auch in Zukunft flexibel und schlagkräftig am Markt agieren zu können.



118 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Konzernabschlussprüfers

Wir haben die beigefügten konsolidierten Bilanzen der E.ON AG, Düsseldorf, einschließlich ihrer Tochterunternehmen, zum 31. Dezember 2003 und 2002 und die zugehörigen konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnungen, Eigenkapitalveränderungsrechnungen, Kapitalflussrechnungen sowie Anhangangaben (Konzernrechnungslegung) für die zu diesen Stichtagen endenden Geschäftsjahre geprüft. Aufstellung und Inhalt der Konzernrechnungslegung nach den US-amerikanischen Rechnungslegungsgrundsätzen (United States Generally Accepted Accounting Principles) liegen in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Konzernabschluss abzugeben.

Wir haben unsere Konzernabschlussprüfung nach den deutschen Prüfungsvorschriften und unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung und der in den USA anerkannten Prüfungsgrundsätze (United States Generally Accepted Auditing Standards) vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob die Konzernrechnungslegung frei von wesentlichen Fehlaussagen ist. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld des Konzerns sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Nachweise für die Wertansätze und Angaben in der Konzernrechnungslegung auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands sowie die Würdigung der Gesamtdarstellung der Konzernrechnungslegung. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Nach unserer Überzeugung auf der Grundlage unserer Prüfung stellt die oben genannte Konzernrechnungslegung die Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2003 und 2002 sowie dessen Ertragslage und Zahlungsströme für die zu diesen Stichtagen endenden Geschäftsjahre in Übereinstimmung mit den US-amerikanischen Rechnungslegungsgrundsätzen in allen wesentlichen Belangen angemessen dar.

Unsere Prüfung, die sich nach den deutschen Prüfungsvorschriften auch auf den vom Vorstand für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2003 bis 31. Dezember 2003 aufgestellten Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht zusammengefasst ist, erstreckt hat, hat zu keinen Einwendungen geführt. Nach unserer Überzeugung gibt der zusammengefasste Konzernlagebericht zusammen mit den übrigen Angaben der Konzernrechnungslegung insgesamt eine zutreffende Vorstellung von der Lage des Konzerns und stellt die Risiken der künftigen Entwicklung zutreffend dar. Außerdem bestätigen wir, dass der Konzernabschluss und der zusammengefasste Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2003 bis 31. Dezember 2003 die Voraussetzungen für eine Befreiung der Gesellschaft von der Aufstellung eines Konzernabschlusses und Konzernlageberichts nach deutschem Recht erfüllen.

Die Gesellschaft wendet seit dem 1. Januar 2003 den neuen Rechnungslegungsstandard SFAS 143 „Accounting for Asset Retirement Obligations“, wie in Textziffer 2 des Konzernanhangs erläutert, an. Wie in Textziffer 2 des Konzernanhangs erläutert, wendet die Gesellschaft seit dem 1. Januar 2002 den Rechnungslegungsstandard SFAS 142 „Goodwill and Other Intangible Assets“ an.

Düsseldorf, den 19. Februar 2004

PwC Deutsche Revision
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Brebeck
Wirtschaftsprüfer

Wiegand
Wirtschaftsprüfer

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	2003	2002
Umsatzerlöse	(32)	46.364	36.624
Strom- und Mineralölsteuer		-3.823	-933
Umsatzerlöse nach Abzug von Strom- und Mineralölsteuer		42.541	35.691
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen	(5)	-32.780	-26.534
Bruttoergebnis vom Umsatz		9.761	9.157
Vertriebskosten		-4.556	-4.839
Allgemeine Verwaltungskosten		-1.399	-1.649
Sonstige betriebliche Erträge	(6)	5.075	4.414
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	-2.984	-4.178
Finanzergebnis	(7)	-359	-1.273
Goodwill Impairment	(13 a)	-	-2.391
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		5.538	-759
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(8)	-1.124	662
Anteile Konzernfremder	(9)	-464	-623
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		3.950	-720
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	1.137	3.306
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften		-440	191
Konzernüberschuss		4.647	2.777
Ergebnis je Aktie (in €)	(12)		
aus fortgeführten Aktivitäten		6,04	-1,10
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		1,74	5,07
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften		-0,67	0,29
aus Konzernüberschuss		7,11	4,26
Basisergebnis je Aktie (in €)		7,11	4,26
Verwässertes Ergebnis je Aktie (in €)		7,11	4,26

Bilanz des E.ON-Konzerns

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2003	2002
Aktiva			
Goodwill	(13 a)	13.955	14.512
Immaterielle Vermögensgegenstände	(13 a)	4.114	4.528
Sachanlagen	(13 b)	42.836	42.427
Finanzanlagen	(13 c)	17.725	16.971
Anlagevermögen		78.630	78.438
Vorräte	(14)	2.477	3.840
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	(15)	2.192	1.847
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	(15)	15.833	17.009
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten	(4)	-	508
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2003: 3.321; 2002: 1.342)	(16)	10.795	8.385
Umlaufvermögen		31.297	31.589
Aktive latente Steuern	(8)	1.525	3.042
Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten	(17)	398	434
Summe Aktiva (davon kurzfristig 2003: 24.912; 2002: 27.217)		111.850	113.503

Bilanz des E.ON-Konzerns

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2003	2002
Passiva			
Gezeichnetes Kapital	(18)	1.799	1.799
Kapitalrücklage	(19)	11.564	11.402
Gewinnrücklagen	(20)	16.976	13.472
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(21)	-309	-761
Eigene Anteile	(18)	-256	-259
Eigenkapital		29.774	25.653
Anteile Konzernfremder	(22)	4.625	6.511
Pensionsrückstellungen	(23)	7.442	9.163
Sonstige Rückstellungen	(24)	26.764	25.584
Rückstellungen		34.206	34.747
Finanzverbindlichkeiten	(25)	21.787	24.850
Betriebliche Verbindlichkeiten	(25)	14.113	14.186
Verbindlichkeiten		35.900	39.036
Schulden der abzugebenden Aktivitäten	(4)	-	339
Passive latente Steuern	(8)	6.265	6.162
Passiver Rechnungsabgrenzungsposten	(17)	1.080	1.055
Summe Passiva ohne Eigenkapital (davon kurzfristig 2003: 24.083; 2002: 22.838)		82.076	87.850
Summe Passiva		111.850	113.503

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2003	2002
Konzernüberschuss	4.647	2.777
Anteile Konzernfremder	464	623
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1.137	-3.306
Ab-/Zuschreibungen und außerplanmäßige Wertminderungen auf das Anlagevermögen	3.272	6.767
Veränderung der Rückstellungen	1.586	-1.297
Veränderung der latenten Steuern	-132	-1.515
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-156	274
Ergebnis aus dem Abgang von		
Beteiligungen	-1.289	-491
sonstigen Finanzanlagen	-	-150
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	-526	-360
Veränderungen von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten		
Vorräte	299	252
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	172	-678
Sonstige betriebliche Forderungen	411	-829
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	-598	546
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	-1.475	1.001
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	5.538	3.614
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Beteiligungen	5.290	8.351
sonstigen Finanzanlagen	992	1.813
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	753	767
Auszahlungen für Investitionen in		
Beteiligungen	-6.296	-20.335
sonstige Finanzanlagen	-240	-614
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-2.660	-3.210
Veränderung der Wertpapiere des Umlaufvermögens (>3 Monate)	428	1.345
Veränderung sonstiger Geldanlagen des Umlaufvermögens	1.772	1.474
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	39	-10.409
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	-	17
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Anteile	7	15
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-1.142	-1.100
an Konzernfremde	-479	-418
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	2.564	12.432
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-4.495	-6.447
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-3.545	4.499
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (<3 Monate) fortgeführter Aktivitäten	2.032	-2.296
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (<3 Monate)	-43	-232
Zahlungsmittel (<3 Monate) zum Jahresanfang	1.342	4.239
Zahlungsmittel (<3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresanfang	-10	-379
Zahlungsmittel (<3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	3.321	1.332
Finanzmittel des Umlaufvermögens (>3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	7.474	6.961
Finanzmittel des Umlaufvermögens (>3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	-	82
Zahlungsmittel (<3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	-	10
Liquide Mittel laut Bilanz	10.795	8.385

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeich- netes Kapital	Kapital- rücklage	Gewinn- rücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income				Eigene Anteile	Summe
				Differenz aus der Währungs- umrech- nung	Weiter- veräußer- bare Wert- papiere	Mindest- pensions- rück- stellung	Cash Flow Hedges		
1. Januar 2002	1.799	11.402	11.795	376	-265	-320	-51	-274	24.462
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile								15	15
Gezahlte Dividenden			-1.100						-1.100
Konzernüberschuss			2.777						2.777
Other Comprehensive Income				-618	262	-81	-64		-501
Summe Comprehensive Income									2.276
31. Dezember 2002	1.799	11.402	13.472	-242	-3	-401	-115	-259	25.653
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile		162	-1					3	164
Gezahlte Dividenden			-1.142						-1.142
Konzernüberschuss			4.647						4.647
Other Comprehensive Income				-779	1.187	-91	135		452
Summe Comprehensive Income									5.099
31. Dezember 2003	1.799	11.564	16.976	-1.021	1.184	-492	20	-256	29.774

(1) Allgemeine Grundsätze

Der Konzernabschluss der E.ON AG (E.ON oder Gesellschaft), Düsseldorf, wird nach den in den USA allgemein geltenden United States Generally Accepted Accounting Principles (US-GAAP) aufgestellt.

E.ON nimmt die Befreiungsmöglichkeit nach § 292 a HGB in Anspruch, wonach ein Unternehmen von der Pflicht zur Aufstellung eines Konzernabschlusses gemäß HGB befreit ist, wenn der Konzernabschluss in Übereinstimmung mit international anerkannten Rechnungslegungsgrundsätzen auf-

gestellt wird und in Einklang mit der vierten und siebenten EG-Bilanzrichtlinie steht. Zur Auslegung dieser Bilanzrichtlinien bezieht sich E.ON auf den Deutschen Rechnungslegungsstandard (DRS) Nr. 1 und den DRS Nr. 1a „Befreiender Konzernabschluss nach § 292 a HGB“.

Eine Erläuterung der wesentlichen Unterschiede zwischen US-GAAP und deutschen Rechnungslegungsgrundsätzen wird in Textziffer 2 b) gegeben.

(2) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung und der wesentlichen Unterschiede zwischen US-GAAP und deutschen Rechnungslegungsgrundsätzen
a) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung
Konsolidierungsgrundsätze

Zum Konzernabschluss gehören die Abschlüsse der E.ON AG und der konsolidierten verbundenen Unternehmen. Die Einbeziehung von Tochterunternehmen, assoziierten Unternehmen und übrigen Beteiligungen in den Konzernabschluss erfolgt nach folgenden Kriterien:

- Tochterunternehmen sind verbundene Unternehmen, bei denen aufgrund der unmittelbaren oder mittelbaren Mehrheit der Stimmrechte eine Beherrschungsmöglichkeit besteht; diese werden voll konsolidiert. Zudem sind gemäß Financial Accounting Standards Board (FASB) Interpretation (FIN) 46 „Consolidation of Variable Interest Entities – an Interpretation of ARB No. 51“ die Unternehmen zu konsolidieren, an denen E.ON AG unabhängig von der Mehrheit der Stimmrechte im Hinblick auf die wirtschaftlichen Interessen die Position des Meistbegünstigten inne hat.
- Verbundene Unternehmen, für die E.ON trotz Mehrheit der Stimmrechte aufgrund von Beschränkungen in Bezug auf das Vermögen oder die Geschäftsführung keine Beherrschungsmöglichkeit besitzt, werden grundsätzlich nach der Equity-Methode bewertet. Unternehmen, bei denen E.ON einen maßgeblichen Einfluss auf die Geschäfts- und Finanzpolitik ausüben kann (assoziierte Unternehmen), werden ebenfalls nach der Equity-Methode bewertet. Dies sind im Wesentlichen Unternehmen, an denen E.ON zwischen 20 und 50 Prozent der Stimmrechte zustehen.
- Alle übrigen Beteiligungen werden zu Anschaffungskosten oder, im Falle ihrer Marktgängigkeit, zum Zeitwert bewertet.

Die Aufstellung des gesamten Anteilsbesitzes der E.ON AG wird beim Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf, HRB 22 315, hinterlegt.

Zwischenergebnisse, Umsätze, Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten innerhalb des Konsolidierungskreises werden im Rahmen der Konsolidierung eliminiert. Bei Unternehmen, die nach der Equity-Methode bewertet werden, erfolgt eine Zwischenergebniseliminierung im Rahmen der Konsolidierung, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte bekannt und wesentlich sind.

Unternehmenszusammenschlüsse

Nach SFAS 141 „Business Combinations“ (SFAS 141) sind sämtliche Unternehmenszusammenschlüsse nach der Erwerbsmethode (Purchase Method) zu bilanzieren, d.h. die erworbenen Vermögensgegenstände und Schulden sind zum Marktwert (Fair Value) anzusetzen. Ein nach anteiliger Aufdeckung stiller Reserven und Lasten verbleibender positiver Unterschiedsbetrag wird in der Bilanz als Firmenwert (Goodwill) aktiviert. Ist der Zeitwert des übernommenen Reinvermögens höher als die Anschaffungskosten, ergibt sich ein passiver Unterschiedsbetrag nur insoweit, als nach Abstockung der Wertansätze bestimmter Vermögenswerte ein solcher verbleibt. Dieser wird als gesonderter Ertrag erfasst. Firmenwerte von Gesellschaften, bei denen die Equity-Methode angewendet wird, werden nach den gleichen Grundsätzen, wie sie für voll konsolidierte Tochterunternehmen gelten, ermittelt.

124 Anhang

Währungsumrechnung

Transaktionen der Gesellschaft, die in einer Fremdwährung erfolgen, werden mit dem Wechselkurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet und zu jedem Bilanzstichtag an den dann geltenden Wechselkurs angepasst; dabei entstehende Umrechnungsdifferenzen werden ergebniswirksam erfasst und in den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus der Umrechnung von originären Finanzinstrumenten, die zur Sicherung der Nettoaktiva ausländischer Beteiligungen eingesetzt sind, werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals erfasst.

Die Vermögens- und Schuldposten der ausländischen Tochterunternehmen der Gesellschaft mit einer anderen funktionalen Währung als Euro werden zu den am Jahresende geltenden Mittelkursen umgerechnet, während die entsprechenden Ergebnisrechnungen zu Jahresdurchschnittskursen umgerechnet werden. Wesentliche Geschäftsvorfälle ausländischer Konzerngesellschaften werden zum jeweiligen Transaktionskurs in den aufzustellenden Abschluss einbezogen. Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung der Vermögens- und Schuldposten gegenüber der Umrechnung des Vorjahres sowie Umrechnungsdifferenzen zwischen der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz werden ergebnisneutral innerhalb des Eigenkapitals gesondert ausgewiesen.

Die Wechselkurse wesentlicher Währungen von Ländern, die nicht an der Europäischen Währungsunion¹⁾ teilnehmen, haben sich wie folgt entwickelt:

Währungen		1 €, Mittelkurs 31. Dezember		1 €, Jahres- durchschnittskurs	
	ISO- Code	2003	2002	2003	2002
Schweizer Franken	CHF	1,56	1,45	1,52	1,47
Britisches Pfund	GBP	0,70	0,65	0,69	0,63
Japanischer Yen	JPY	133,72	124,27	130,96	118,04
Schwedische Krone	SEK	9,08	9,16	9,12	9,16
US-Dollar	USD	1,25	1,04	1,13	0,95

¹⁾ Die Länder der Europäischen Währungsunion sind Belgien, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Portugal und Spanien.

Umsatzrealisierung

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung an den Kunden bzw. mit Erfüllung der Leistung. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist. Nachfolgend sind wesentliche Grundsätze zur Umsatzrealisierung der Segmente dargestellt:

Kerngeschäft Energie

Die Umsatzerlöse im Bereich der E.ON Energie AG (E.ON Energie), München, der Ruhrgas AG (Ruhrgas), Essen, und der Powergen Ltd. (Powergen), London, Großbritannien, bestehen überwiegend aus Einnahmen aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer und Endverbraucher. Darüber hinaus bestehen Einnahmen aus der Verteilung von Strom, aus Lieferungen von Dampf und Wärme sowie aus den Verkäufen von Strom nach dem britischen Preissystem „New Electricity Trading Arrangement“ (NETA).

Die Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer und Endverbraucher werden realisiert, wenn sie vom Kunden auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung abgenommen worden sind. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Jahresende, wider.

Gewinne und Verluste aus Energiehandelskontrakten, die zu Eigenhandelszwecken eingesetzt werden, werden saldiert ausgewiesen.

Degussa

Die Umsätze werden nach Abzug von Kundennachlässen, -boni und -rabatten zum Zeitpunkt des Gefahrenübergangs oder mit Erfüllung der Leistungen realisiert. Für Waren gilt dies grundsätzlich, wenn die Versendung an den Kunden erfolgt ist.

Viterra

Die Umsätze werden nach Abzug von Erlösschmälerungen zu dem Zeitpunkt bilanziert, zu dem bei Verkäufen der Gefahrenübergang erfolgt ist, die Vergütung vertraglich bestimmt oder bestimmbar ist und die Erfüllung des entsprechenden Anspruches wahrscheinlich ist.

Stromsteuer

Die in Deutschland und Schweden zu erhebende Stromsteuer entsteht bei Stromlieferungen inländischer Versorger an Endverbraucher und weist einen pro Kilowattstunde (kWh) fixen, nach Abnehmergruppen differenzierten Tarif auf.

Mineralölsteuer

Die Mineralölsteuer beinhaltet auch die Erdgassteuer. Diese wird grundsätzlich bei Bezug bzw. bei Ausspeicherung aus den Erdgasspeichern fällig. Dabei bilden die Erdgasmengen die Bemessungsgrundlage für die Erdgassteuer.

Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen

Die Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen beinhalten im Wesentlichen den Aufwand für den Bezug von Strom und Gas, die Abschreibungen auf die Gegenstände des Sachanlagevermögens, die zur Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Übertragung sowie zur Produktion chemischer Produkte dienen. Ferner sind in dieser Position Personalaufwendungen enthalten, die in direktem Zusammenhang mit der Erzeugung und Bereitstellung von Energie sowie der Produktion chemischer Produkte anfallen. Außerdem werden hier die Aufwendungen für herstellungsbezogene Dienstleistungen sowie für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe ausgewiesen.

Vertriebskosten

Die Vertriebskosten umfassen alle Aufwendungen, die im Zusammenhang mit dem Verkauf von Energie und chemischen Produkten anfallen. Diese beinhalten im Wesentlichen Personalaufwendungen und andere vertriebsbezogene Aufwendungen der Regionalversorger im Bereich E.ON Energie einerseits und Aufwendungen für die Verpackung und den Versand von Waren andererseits.

Allgemeine Verwaltungskosten

In den allgemeinen Verwaltungskosten sind hauptsächlich die nicht herstellungs- oder vertriebsbezogenen Personalkosten sowie Abschreibungen auf Verwaltungsgebäude enthalten.

Verkäufe von Anteilen an Beteiligungen

Führt die Ausgabe von Anteilen von Tochterunternehmen oder assoziierten Unternehmen an Konzernfremde zu einer Reduzierung des prozentualen Anteilsbesitzes der E.ON an diesen Beteiligungen (Verwässerung), so werden im Einklang mit SEC Staff Accounting Bulletin (SAB) 51 „Accounting for Sales of Stock of a Subsidiary“ (SAB 51) Gewinne und Verluste aus diesen Verwässerungstransaktionen erfolgswirksam unter den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. Aufwendungen erfasst.

Aufwendungen für Werbung

Aufwendungen für Werbung werden sofort erfolgswirksam erfasst. Sie betragen im Berichtsjahr 138 Mio € (2002: 223 Mio €).

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung werden sofort erfolgswirksam im sonstigen betrieblichen Aufwand erfasst.

Gewinn je Aktie

Der Gewinn je Aktie (EPS) wird in Übereinstimmung mit SFAS 128 „Earnings per Share“ (SFAS 128) ermittelt. Der Basis-Gewinn je Aktie ergibt sich durch Division des Konzernüberschusses durch die gewogene durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien. Die Ermittlung des verwässerten Gewinns je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Gewinns je Aktie, da die E.ON AG keine umwandelbaren Wertpapiere ausgegeben hat.

Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände

Goodwill

Gemäß SFAS 142 „Goodwill and Other Intangible Assets“ (SFAS 142) darf Goodwill nicht planmäßig über die voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben werden, sondern muss jährlich bzw. bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des Marktwertes der jeweiligen Berichtseinheit (Reporting Unit) führen können, auch unterjährig einer Werthaltigkeitsprüfung (Impairment Test) unterzogen werden. Als Reporting Units identifizierte die Gesellschaft die operativen Geschäftsbereiche unterhalb ihrer Segmente.

Die Werthaltigkeitsprüfung des Goodwill umfasst zwei Prüfschritte:

- In einem ersten Schritt wird der Marktwert einer Reporting Unit mit dem Buchwert einschließlich Goodwill verglichen. Falls der Buchwert den Marktwert einer Reporting Unit übersteigt, gilt dies als Anzeichen für einen möglichen Wertberichtigungsbedarf des Goodwill, und es ist ein zweiter Prüfschritt erforderlich.
- In diesem zweiten Prüfschritt wird der implizite Marktwert des Goodwill einer Reporting Unit mit dem Buchwert dieses Goodwill verglichen. Der implizite Marktwert des Goodwill entspricht dem Unterschiedsbetrag zwischen dem Marktwert der Reporting Unit und den auf sämtliche Vermögensgegenstände und Schulden der Reporting Unit zugeordneten Marktwerten, ähnlich der Vorgehensweise im Rahmen einer Unternehmensakquisition (so genannte Purchase Price Allocation) gemäß SFAS 141. Unterschreitet der implizite Marktwert den Buchwert dieses Goodwill, so ist in Höhe des Unterschiedsbetrages eine außerplanmäßige Abschreibung vorzunehmen.

126 Anhang

Die nach SFAS 142 erforderliche jährliche Werthaltigkeitsprüfung des Goodwill auf Reporting Unit-Ebene erfolgt jeweils im 4. Quartal eines Geschäftsjahres.

Im Rahmen der erstmaligen Anwendung von SFAS 142 in 2002 führte E.ON einen Goodwill-Impairment-Test durch, der zu keiner Wertberichtigung des Goodwill führte. Noch nicht ergebniswirksam verrechneter negativer Goodwill wurde erfolgswirksam aufgelöst. Diese Erstanwendung stellte eine Änderung in den Rechnungslegungsgrundsätzen dar. Die sich daraus ergebenden Änderungen wurden im Berichtsjahr 2002 erfolgswirksam erfasst und gesondert ausgewiesen.

Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer

Nach SFAS 142 werden immaterielle Vermögensgegenstände (außer Goodwill) über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert. Immaterielle Vermögensgegenstände mit einer unbestimmbaren Nutzungsdauer werden jährlich – bzw. im Falle von Ereignissen, die auf eine Wertminderung hindeuten können – auch unterjährig auf ihre Werthaltigkeit überprüft. Der Impairment Test für immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer basiert auf einem Vergleich des Marktwertes mit dem Buchwert des immateriellen Vermögensgegenstands. Sollte der Buchwert den Marktwert übersteigen, wird eine entsprechende außerplanmäßige Abschreibung realisiert und erfolgswirksam unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfasst.

Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer

Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden eingeteilt in die Kategorien marketing-bezogen, kundenbezogen, vertraglich bedingt sowie technologiebezogen. Sie werden zu Anschaffungskosten bewertet und planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer, die grundsätzlich zwischen 5 bis 25 Jahren beträgt, abgeschrieben.

In Übereinstimmung mit SFAS 144 „Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets“ (SFAS 144) werden immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass der Buchwert nicht realisierbar sein könnte.

Bezüglich weiterer Informationen zu Goodwill und den immateriellen Vermögensgegenständen wird auf Textziffer 13 a) verwiesen.

Sachanlagevermögen

Gegenstände des Sachanlagevermögens sind mit ihren Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich aktivierungspflichtiger Stilllegungskosten bewertet und werden entsprechend ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Nutzungsdauern des Sachanlagevermögens	
Gebäude	10 bis 50 Jahre
Kraftwerke	
konventionelle Teile	10 bis 60 Jahre
nukleare Teile	bis 25 Jahre
Wasserkraftwerke und andere Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien	10 bis 50 Jahre
Betriebs- und Geschäftsausstattung	3 bis 25 Jahre
Technische Ausrüstung für Speicherung, Verteilung und Übertragung	15 bis 65 Jahre

Das Sachanlagevermögen wird auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass der Buchwert nicht realisierbar sein könnte. In Übereinstimmung mit SFAS 144 wird eine Wertminderung erfasst, wenn der Buchwert eines Vermögensgegenstands im Sachanlagevermögen seinen Marktwert übersteigt. In diesem Fall erfolgt eine außerplanmäßige Abschreibung des Buchwertes des Vermögensgegenstands auf seinen Marktwert. Die Restnutzungsdauer wird gegebenenfalls entsprechend angepasst.

Fremdkapitalzinsen, die für einen Vermögensgegenstand während seiner Bauzeit anfallen, werden aktiviert und beginnend mit der Fertigstellung bzw. Inbetriebnahme über die voraussichtliche Nutzungsdauer des betreffenden Vermögensgegenstands abgeschrieben.

Wartungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Leasing

Leasing-Transaktionen werden entsprechend der vertraglichen Regelungen und den daraus resultierenden Chancen und Risiken klassifiziert. E.ON schließt Verträge sowohl als Leasinggeber als auch als Leasingnehmer ab.

Transaktionen, bei welchen E.ON als Leasingnehmer involviert ist, werden in „capital lease“ oder „operating lease“ unterschieden. Ist das wirtschaftliche Eigentum E.ON zuzurechnen, werden solche Transaktionen als „capital lease“ erfasst. Das Leasingobjekt einschließlich der Verbindlichkeit wird bei E.ON bilanziert. Alle übrigen Leasinggeschäfte, bei denen E.ON als Leasingnehmer auftritt, werden als „operating lease“ behandelt; die Leasingraten werden als Aufwand erfasst.

Leasing-Transaktionen, bei welchen E.ON Leasinggeber ist und alle wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasingobjektes auf den Vertragspartner übertragen

werden, sind als „sales-type lease“ oder „direct financing lease“ erfasst. Der Barwert der ausstehenden Mindestleasingzahlungen wird als Forderung bilanziert. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistungen bzw. Zinsertrag erfasst. Alle übrigen Leasing-Transaktionen werden als „operating lease“ behandelt; das Leasingobjekt bleibt bei E.ON bilanziert, und fällige Leasingzahlungen werden als Ertrag erfasst.

Finanzanlagevermögen

Anteile an assoziierten Unternehmen werden grundsätzlich nach der Equity-Methode bewertet. Die von E.ON angewandten Rechnungslegungsgrundsätze finden grundsätzlich auch für assoziierte Unternehmen Anwendung. Die marktgängigen übrigen Beteiligungen werden ebenso wie die Wertpapiere in Übereinstimmung mit SFAS 115 „Accounting for Certain Investments in Debt and Equity Securities“ (SFAS 115) bewertet. Der Standard schreibt die Bewertung von Wertpapieren entsprechend ihrer Zuordnung vor als Wertpapiere, die für Handelszwecke gehalten werden (Trading Securities), als weiterveräußerbare Wertpapiere (Available-for-Sale Securities) oder als Wertpapiere, bei welchen die Absicht besteht, sie bis zur Fälligkeit zu halten und die Gesellschaft dazu in der Lage ist (Held-to-Maturity Securities). Schuldtitel, bei denen die Gesellschaft weder die ausdrückliche Absicht noch die Möglichkeit hat, sie bis zur Fälligkeit zu halten, und alle börsengängigen Wertpapiere werden den weiterveräußerbaren Wertpapieren zugeordnet. Die Gesellschaft besitzt keine Wertpapiere, die als zu Handelszwecken oder als bis zur Fälligkeit zu haltende Wertpapiere einzustufen sind.

Die als weiterveräußerbar klassifizierten Wertpapiere werden zum Zeitwert bilanziert; unrealisierte Gewinne und Verluste daraus werden nach Abzug von latenten Steuern bis zur Realisierung separat im Eigenkapital ausgewiesen. Realisierte Gewinne und Verluste werden auf Basis von einzelnen Transaktionen bewertet. Unrealisierte Verluste aus allen börsengängigen Wertpapieren und Beteiligungen werden bei nicht nur vorübergehender Wertminderung im Finanzergebnis als Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen ausgewiesen.

Der Restbuchwert von Schuldtiteln wird um die bis zur Fälligkeit verbleibenden Agio-Abschreibungen und Disagio-Zuschreibungen berichtet. Das Agio bzw. Disagio wird über die Laufzeit im Finanzergebnis erfasst. Realisierte Gewinne bzw. Verluste werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfasst. Nicht marktgängige Beteiligungen werden zu Anschaffungskosten bilanziert.

Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten oder zu niedrigeren Marktwerten. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Die Bewertung der Gasvorräte erfolgt nach der LIFO-Methode. Für im Vorratsvermögen ausgewiesene Grundstücke kommt die Einzelbewertung zur Anwendung. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Fremdkapitalzinsen werden aktiviert, soweit sich die Fertigstellung über einen längeren Zeitraum erstreckt (so genannte „Qualifying Assets“). Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung und für freiwillige soziale Leistungen sowie für betriebliche Altersversorgung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwendbarkeit ergeben, sind durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Die Bewertung der Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände erfolgt zu Nennwerten. Bei diesen Posten und bei den unter den Finanzanlagen ausgewiesenen Ausleihungen werden für erkennbare Einzelrisiken Wertabschläge vorgenommen. Ist der Ausfall eines bestimmten Anteils des gesamten Forderungsbestands wahrscheinlich, werden Wertberichtigungen in dem Umfang vorgenommen, der dem erwarteten Nutzensausfall entspricht.

Vermögen/Schulden der abzugebenden Aktivitäten

Diese Posten setzen sich aus den Vermögensgegenständen und den Schulden der nicht fortgeführten Aktivitäten und den zur Veräußerung bestimmten Vermögensgegenständen zusammen. SFAS 144 erfordert, dass nicht nur ein Berichtsegment einer Gesellschaft, sondern ebenso eine wesentliche Einheit einer Gesellschaft, die entweder veräußert oder zum Verkauf bestimmt ist, bei Erfüllung bestimmter Bedingungen unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen ist. Gewinne oder Verluste aus der Veräußerung sind ebenso wie Gewinne oder Verluste aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit dieser nicht fortgeführten Aktivitäten als „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ gesondert auszuweisen; die Vorjahreswerte werden entsprechend angepasst. In der Kapitalflussrechnung werden die Zahlungsströme der nicht fortgeführten Aktivitäten herausgerechnet. Für nicht fortgeführte Aktivitäten hat E.ON nicht die entsprechenden vorjährigen Bilanzposten angepasst, da SFAS 144 keine Anpassung fordert.

Sind Vermögensgegenstände zur Veräußerung bestimmt (Assets Held for Sale), werden keine planmäßigen Abschreibungen vorgenommen. Solche Vermögensgegenstände sind zum Marktwert zu bilanzieren. Liegt der Marktwert der zur Veräußerung bestimmten Vermögensgegenstände abzüglich

128 Anhang

der Kosten der Veräußerung unter dem Restbuchwert der Vermögenswerte, wird ein entsprechender Verlust sofort erfasst. Der Marktwert wird auf der Grundlage der diskontierten Einzahlungsüberschüsse des Vermögenswerts ermittelt. Der zugrunde liegende Zinssatz wird unter Berücksichtigung der Art des Vermögensgegenstands und der jeweils herrschenden Marktbedingungen festgelegt. Darüber hinaus werden vorhandene Wertgutachten und gegebenenfalls aktuelle Schätzungen auf Basis vorliegender Angebote herangezogen.

Liquide Mittel

Die liquiden Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben sowie bestimmte weiterveräußerbare Wertpapiere (Available-for-Sale Securities). E.ON definiert die liquiden Mittel mit einer originären Laufzeit von weniger als drei Monaten als Zahlungsmittel.

Aktienorientierte Vergütungen

Die aktienorientierten Vergütungspläne werden im Konzernabschluss der E.ON AG wie von SFAS 123 „Accounting for Stock-Based Compensation“ (SFAS 123) vorgeschrieben, in Verbindung mit FASB Interpretation (FIN) 28 „Accounting for Stock Appreciation Rights and Other Variable Stock Option or Award Plans“ (FIN 28) auf Basis des inneren Wertes zum Bilanzstichtag bilanziert. Die korrespondierenden Aufwendungen werden erfolgswirksam erfasst.

Vermögensgegenstände und Schulden unter US-Regulierung

Die Rechnungslegung der Versorgungsunternehmen Louisville Gas and Electric Company und Kentucky Utilities Company (LG&E Energy), Louisville, Kentucky/USA, die den US-Regulierungsvorschriften unterliegen, erfolgt gemäß US-GAAP nach den Bestimmungen des SFAS 71 „Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation“ (SFAS 71). Danach sind Kosten, die üblicherweise erfolgswirksam als Aufwendungen auszuweisen sind, zu aktivieren (Vermögensgegenstände unter US-Regulierung), da davon ausgegangen wird, dass diese Kosten zukünftig in Form von Tarifierhöhungen an die Endkunden weitergegeben werden können. Entsprechend werden bestimmte Gutschriften nicht als Erträge erfasst, sondern als Rückstellungen passiviert (Schulden unter US-Regulierung). Die tatsächliche oder erwartete Weitergabe von Kosten und Gutschriften an Endverbraucher basiert dabei auf spezifischen Tarifentscheidungen oder Erfahrungswerten im Einzelfall.

Bis auf wenige Ausnahmen erzielt LG&E Energy zurzeit Rückflüsse aus allen Vermögensgegenständen unter US-Regulierung. Die Ausnahmen betreffen bestimmte Tarifgestaltungen, die Rückflüsse innerhalb von zwölf Monaten vorsehen. Ferner werden aus Vermögensgegenständen unter US-Regulierung, die im Zusammenhang mit Zahlungsverpflichtungen aus der Stilllegung oder Veräußerung von Gegenständen des Sachanlagevermögens stehen, keine laufenden Rückflüsse erzielt. Vielmehr werden diese Vermögensgegenstände mit den zugehörigen Schulden saldiert, wenn die entsprechenden Gegenstände des Sachanlagevermögens stillgelegt oder veräußert werden.

Vermögensgegenstände und Schulden unter US-Regulierung sind in den Positionen „Betriebliche Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände“ und „Sonstige Rückstellungen“ enthalten.

Pensionsrückstellungen

Die Pensionsrückstellungen werden aufgrund versicherungsmathematischer Gutachten unter Anwendung des Anwartschaftsbarwertverfahrens (Projected Unit Credit Method) gemäß SFAS 87 „Employers' Accounting for Pensions“ (SFAS 87) und SFAS 106 „Employers' Accounting for Postretirement Benefits Other Than Pensions“ (SFAS 106) bewertet. Die Interpretation der „Emerging Issues Task Force“ (EITF) Issue No. 03-4 „Determining the Classification and Benefit Attribution Method for a Cash Balance Pension Plan“ wird für die dort beschriebenen Pensionspläne berücksichtigt. Die erweiterten Angabepflichten nach SFAS 132 „Employers' Disclosures about Pensions and Other Postretirement Benefits“ (SFAS 132 revised 2003) werden von E.ON für alle in- und ausländischen Pensionspläne beachtet.

Sonstige Rückstellungen und Verbindlichkeiten

Sonstige Rückstellungen und Verbindlichkeiten werden zu dem Zeitpunkt bilanziert, zu dem eine Verpflichtung gegenüber Dritten wahrscheinlich ist und ihr Betrag feststeht oder zuverlässig geschätzt werden kann.

SFAS 143 „Accounting for Asset Retirement Obligations“ (SFAS 143) schreibt für nach dem 15. Juni 2002 beginnende Geschäftsjahre vor, dass der beizulegende Zeitwert (Fair Value) einer Zahlungsverpflichtung, die aus der Stilllegung oder Veräußerung von Sachanlagevermögen resultiert, in der Periode zu passivieren ist, in welcher die Verpflichtung entsteht, sofern eine zuverlässige Schätzung des Fair Value möglich ist. Zugleich ist das entsprechende Anlagevermögen um denselben Betrag zu erhöhen. In den Folgeperioden ist diese Buchwerterhöhung über die voraussichtliche Restnutzungsdauer des Anlagegutes zu amortisieren, während die Zahlungsverpflichtung jährlich aufgezinster wird. Rückstellungen für Stilllegungsverpflichtungen im Bereich der Kernenergie basieren auf externen Gutachten und werden laufend

aktualisiert. Den sonstigen Rückstellungen für die Stilllegung oder den Rückbau von Sachanlagen liegen Schätzungen der Erfüllungsbeträge für die jeweiligen Verpflichtungen zugrunde.

Schätzungsänderungen ergeben sich gemäß SFAS 143 insbesondere bei Abweichungen von der ursprünglich geschätzten Kostenentwicklung oder bei Änderungen bezüglich des Zahlungszeitpunktes oder des Verpflichtungsumfangs. Sowohl bei negativen als auch bei positiven Schätzungsänderungen (d. h. die Zahlungsverpflichtung ist kleiner oder größer als die aufgezinste Vorjahres-Zahlungsverpflichtung abzüglich zwischenzeitlicher Verbräuche) ist die Verpflichtung anzupassen. Dies erfolgt in der Regel erfolgsneutral durch eine Gegenbuchung im Anlagevermögen. Die Rückstellungen für Zahlungsverpflichtungen sind jährlich mit dem gleichen Zinssatz aufzuzinsen, der bei der Ermittlung des Fair Value zugrunde gelegt wurde. Der Zinssatz bleibt für den Altbestand der Zahlungsverpflichtungen in den Folgejahren unverändert. Für neue Verpflichtungen und positive Schätzungsänderungen, die wie eine neue Verpflichtung behandelt werden, ist für die Folgebewertung derjenige Zinssatz maßgeblich, der im Zeitpunkt der Bildung oder Zuführung dieser Zahlungsverpflichtungsschicht gilt.

Aus der Erstanwendung von SFAS 143 zum 1. Januar 2003 erhöhten sich die Rückstellungen im Rahmen bestehender Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen um 1.370 Mio €. Die Nettobuchwerte der langfristigen Aktiva wurden um 262 Mio € durch die Aktivierung von Rückbaukosten erhöht. Darüber hinaus wurde eine Forderung an Schwedens Nationalen Fonds für Nuklearabfall in Höhe von 360 Mio € angesetzt (vgl. Textziffer 24) sowie in Höhe von rund 14 Mio € ein Vermögensgegenstand unter US-Regulierung eingebucht. In der Gewinn- und Verlustrechnung von E.ON ergibt sich insgesamt aus der Erstanwendung von SFAS 143 eine kumulierte Anpassung von 448 Mio € nach latenten Steuern (734 Mio € vor latenten Steuern). Die Aufzinsung im Rahmen der Fortführung der Rückstellung in Höhe von 486 Mio € für 2003 ist im Finanzergebnis enthalten.

Mit der Interpretation (FIN) 45 „Guarantor’s Accounting and Disclosure Requirements for Guarantees, Including Indirect Guarantees of Indebtedness of Others“ (FIN 45) wird der Garantiegeber verpflichtet, im Rahmen bestimmter Garantien eingegangene Verpflichtungen zum Fair Value zu bilanzieren. Darüber hinaus wird der Umfang der Berichterstattung über solche Garantien erweitert. Wesentliche von E.ON übernommene Garantien werden im Anhang in Textziffer 26 erläutert.

Latente Steuern

Nach SFAS 109 „Accounting for Income Taxes“ (SFAS 109) sind latente Steuern für temporäre Differenzen zwischen den Wertansätzen der Steuerbilanz und der Konzernbilanz zu bilden (Temporary-Konzept). Aktive und passive latente Steuern werden für den voraussichtlichen Steueraufwand gebildet, der sich aufgrund abweichender Wertansätze von Vermögensgegenständen und Schulden im Konzernabschluss und in den Steuerbilanzen ergibt. SFAS 109 verlangt weiterhin die Bildung aktiver latenter Steuern auf Verlustvorträge. Für aktive latente Steuern, deren Realisierung unwahrscheinlich ist, ist eine Wertberichtigung vorzunehmen.

Zur Ermittlung der latenten Steuern sind die Steuersätze anzuwenden, die nach der derzeitigen Rechtslage zu dem Zeitpunkt gelten, in dem sich die vorübergehenden Differenzen wahrscheinlich wieder ausgleichen werden. Die Auswirkungen von Steuergesetzänderungen auf die aktiven und passiven latenten Steuern werden in der Periode des Inkrafttretens des Gesetzes ergebniswirksam berücksichtigt. Die latenten Steuern für inländische Unternehmen wurden im Berichtsjahr grundsätzlich mit einem Gesamtsteuersatz von 39 Prozent (2002: 39 Prozent) ermittelt; dabei wurden neben der Körperschaftsteuer von 25 Prozent der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz im Konzern berücksichtigt. Aufgrund des im Jahr 2002 in Deutschland in Kraft getretenen Flutopfersolidaritätsgesetzes wurde im Vorjahr für temporäre Differenzen, die sich im Jahr 2003 umgekehrt haben, ein Steuersatz von 40 Prozent zugrunde gelegt. Für ausländische Gesellschaften wird der jeweilige nationale Steuersatz angewandt.

Die wichtigsten temporären Differenzen sind in Textziffer 8 angegeben.

130 Anhang

Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

SFAS 133 „Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities“ (SFAS 133) mit Änderungen aus SFAS 137 „Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities – Deferral of the Effective Date of FASB Statement No. 133 – an Amendment of FASB Statement No. 133“ (SFAS 137) und SFAS 138 „Accounting for Certain Derivative Instruments and Certain Hedging Activities – an Amendment of FASB Statement No. 133“ (SFAS 138) sowie den Auslegungen der Derivatives Implementation Group (DIG) wird in der durch SFAS 149 „Amendment of Statement 133 on Derivative Instruments and Hedging Activities“ (SFAS 149) geänderten Fassung angewendet. SFAS 133 enthält Rechnungslegungs- und Berichterstattungsstandards für derivative Finanzinstrumente, einschließlich bestimmter, in andere Kontrakte eingebettete derivative Finanzinstrumente, und für bilanzielle Sicherungsbeziehungen (Hedge Accounting).

Im Devisenbereich werden im Wesentlichen Termingeschäfte, Devisenswaps, Optionen und Währungsswaps verwendet, im Zinsbereich kommen insbesondere Zins- und Zins-/Währungsswaps zur Anwendung. Die eingesetzten Instrumente im Commoditybereich umfassen sowohl physisch als auch finanziell zu erfüllende strom-, gas-, kohle- und ölbezogene Optionen und Termingeschäfte. In Bezug auf Aktienpreisrisiken werden Optionen und Swaps abgeschlossen. Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit im Commoditybereich werden Derivate auch zu Handelszwecken abgeschlossen. Die Ergebnisse aus diesen Derivaten werden saldiert ausgewiesen.

Nach SFAS 133 sind sämtliche Derivate zum Marktwert zu bewerten und in der Bilanz als Vermögensgegenstände oder als Verbindlichkeiten zu erfassen. Die Marktwertveränderung eines derivativen Finanzinstruments wird entsprechend der dokumentierten Verwendung erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung oder erfolgsneutral im Eigenkapital als Bestandteil des kumulierten Other Comprehensive Income (OCI) erfasst.

Die Anforderungen an das Hedge Accounting umfassen insbesondere die Dokumentation der Sicherungsbeziehung zwischen Grund- und Sicherungsgeschäft sowie die regelmäßige rückblickende und vorausschauende Effektivitätsüberprüfung. Bei der Beurteilung der Effektivität werden sämtliche Bestandteile der Marktwertveränderungen von Derivaten berücksichtigt. Das Hedge Accounting wird als effektiv angesehen, wenn sich die Marktwertveränderung des Sicherungs-

instruments in einer Bandbreite von 80 bis 125 Prozent der gegenläufigen Marktwertveränderung des Grundgeschäfts bewegt. Bei Vorliegen der Voraussetzungen werden Vereinfachungen bei der Effektivitätsüberprüfung (Shortcut Method) der Sicherungen gegen Zinsänderungsrisiken angewandt.

Im Rahmen von Fair Value Hedge Accounting wird neben der Marktwertveränderung des Derivats auch die gegenläufige Marktwertveränderung des Grundgeschäfts, soweit sie auf das gesicherte Risiko entfällt, erfolgswirksam erfasst. Wird ein derivatives Finanzinstrument nach SFAS 133 als Sicherungsgeschäft in einem Cash Flow Hedge eingesetzt, wird der effektive Teil der Marktwertveränderung des Sicherungsinstruments im Eigenkapital als Bestandteil des kumulierten Other Comprehensive Income ausgewiesen. Eine Umbuchung in die Gewinn- und Verlustrechnung wird in der Periode vorgenommen, in der das Grundgeschäft erfolgswirksam wird. Der ineffektive Anteil der Marktwertveränderung eines Sicherungsgeschäfts, für das ein Cash Flow Hedge gebildet wurde, wird sofort erfolgswirksam erfasst. Zur Sicherung von Währungsrisiken der Nettoaktiva einer ausländischen Beteiligung (Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation) werden sowohl derivative als auch nicht derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Marktwertveränderungen dieser Instrumente werden im Eigenkapital als Bestandteil des kumulierten Other Comprehensive Income unter dem Posten Währungsumrechnung erfasst.

Bilanziell werden die Marktwerte derivativer Finanzinstrumente den betrieblichen Vermögensgegenständen bzw. Verbindlichkeiten zugeordnet. Die erfolgswirksamen Marktwertveränderungen werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. Aufwendungen erfasst. Bestimmte realisierte Erfolgskomponenten werden, wenn sie mit dem Absatz von Produkten in Beziehung stehen, innerhalb der Umsatzerlöse bzw. Herstellungskosten ausgewiesen.

Bezüglich weiterer Informationen zu derivativen Finanzinstrumenten wird auf Textziffer 29 verwiesen.

Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist gemäß SFAS 95 „Statement of Cash Flows“ (SFAS 95) in Geschäftstätigkeit, Investitionstätigkeit und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Zahlungsströme der nicht fortgeführten Aktivitäten sind in der Kapitalflussrechnung nicht enthalten; die Vorjahreszahlen werden entsprechend bereinigt. Die „sonstigen zahlungsunwirksamen Aufwendungen und Erträge“ beinhalten im Wesentlichen nicht als Dividende vereinnahmte Ergebnisse der at equity bilanzierten Unternehmen. Auswirkungen von Veränderungen des Konsolidierungskreises werden unter dem Gliederungsbereich Investitionstätigkeit ausgewiesen, innerhalb der laufenden Geschäftstätigkeit sowie der Finanzierungstätigkeit aber eliminiert. Wechselkursbedingte Wertänderungen des Zahlungsmittelbestands werden gesondert ausgewiesen.

Segmentberichterstattung

Die Segmentberichterstattung erfolgt entsprechend SFAS 131 „Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information“ (SFAS 131). Hiernach werden die Unternehmenssegmente der Gesellschaft – dem so genannten Management Approach folgend – nach der internen Berichtsstruktur abgegrenzt sowie die intern angewandte Ergebnisgröße als Performancemaßstab herangezogen.

Verwendung von Schätzungen

Die Erstellung des Konzernabschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, welche die angegebenen Beträge für Vermögensgegenstände, Schulden und finanzielle Verpflichtungen zum Bilanzstichtag sowie die Erträge und Aufwendungen des Berichtsjahres beeinflussen können. Die tatsächlichen Werte können von diesen Schätzungen abweichen.

Umgliederungen

Einzelne Vorjahresdaten sind an die aktuelle Darstellung angepasst worden.

Neue Veröffentlichungen zur Rechnungslegung

FIN 46, veröffentlicht im Januar 2003, regelt Konsolidierungs- bzw. Anhangangabepflichten über Zweckgesellschaften – so genannte Variable Interest Entities –, wenn wesentliche wirtschaftliche Einflussmöglichkeiten vorliegen. Die Pflicht zur Konsolidierung solcher Unternehmen besteht nunmehr nicht nur, wenn die Möglichkeit der Kontrolle des Unternehmens durch die Stimmrechtsmehrheit besteht, sondern auch wenn eine Meistbegünstigung (Primary Beneficiary) aus einer Zweckgesellschaft gegeben ist. Die Verpflichtung zur Offenlegung bestimmter Informationen liegt bereits bei vorhandenem, wesentlichem wirtschaftlichen Interesse (Variable Interest) an einer Zweckgesellschaft ohne Meistbegünstigung vor. FIN 46 ist sofort auf solche Gesellschaften anzuwenden, die nach dem 31. Januar 2003 gegründet wurden. Für diejenigen, die vor dem 1. Februar 2003 gegründet worden sind, ist FIN 46 spätestens in der nach dem 15. Dezember 2003 endenden Berichtsperiode anzuwenden. E.ON hat die identifizierten Zweckgesellschaften mit Wirkung zum 1. Juli 2003 einbezogen. Entstehende Effekte aus der Erstanwendung von FIN 46 sind in der Gewinn- und Verlustrechnung als kumulativer Effekt aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften auszuweisen und belaufen sich zum 1. Juli 2003 auf –50 Mio €.

Im Dezember 2003 wurde eine Überarbeitung der Interpretation als „FIN 46 revised“ veröffentlicht. Die überarbeitete Version wird von E.ON ab dem ersten Quartal 2004 angewendet. Die Gesellschaft erwartet hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage. Weitere Informationen zur Anwendung von FIN 46 enthält Textziffer 3.

b) Wesentliche Unterschiede zwischen US-GAAP und deutschen Rechnungslegungsgrundsätzen

Unternehmenszusammenschlüsse

Nach US-GAAP ist der Zeitpunkt der Eintragung der Verschmelzung in das Handelsregister maßgebend; das Vermögen und die Schulden sind gemäß der Erwerbsmethode (Purchase Method) zu Zeitwerten anzusetzen. Nach deutschem Bilanzrecht sind Verschmelzungen auf den Stichtag der Verschmelzung zu berücksichtigen.

Nach US-GAAP ist ein Firmenwert aus Unternehmenserwerb nicht mehr planmäßig über seine voraussichtliche Nutzungsdauer abzuschreiben, sondern mindestens einmal jährlich einer Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen. Nach HGB ist dagegen eine Aktivierung mit anschließender planmäßiger Abschreibung oder eine erfolgsneutrale Verrechnung mit den Rücklagen möglich.

Aktivierung von Zinsen

Nach US-GAAP ist die Aktivierung von Fremdkapitalzinsen in den Herstellungskosten von Sachanlagen und Vorräten unter bestimmten Voraussetzungen vorgeschrieben, während nach deutschen Rechnungslegungsvorschriften die Einbeziehung von Fremdkapitalzinsen in die Herstellungskosten von Sachanlagen unter bestimmten Bedingungen zulässig, aber nicht geboten ist. Nach US-GAAP werden die während der Bauzeit von Sachanlagen angefallenen Fremdkapitalzinsen als Bestandteil der Anschaffungskosten aktiviert und über die erwartete Nutzungsdauer des entsprechenden Vermögensgegenstandes abgeschrieben.

Entsorgungskosten

Nach US-GAAP ist für bestimmte geschätzte Kosten, die aus Rückbau- oder Entsorgungsverpflichtungen für Gegenstände des Sachanlagevermögens resultieren, die Bildung einer Rückstellung sowie eine entsprechende Erhöhung der Anschaffungs- oder Herstellungskosten vorgesehen, die über die Restnutzungsdauer zu amortisieren ist. Nach den Vorschriften des HGB erhöhen solche Kosten die Anschaffungs- und Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte nicht.

Beteiligungen und Wertpapiere

Gemäß US-GAAP sind marktgängige sonstige Beteiligungen und Wertpapiere des Anlage- und Umlaufvermögens einer der folgenden drei Kategorien zuzuordnen: Wertpapiere, die bis zur Fälligkeit gehalten werden (Held-to-Maturity Securities), weiterveräußerbare Wertpapiere (Available-for-Sale Securities) und Wertpapiere, deren Verkauf beabsichtigt ist (Trading Securities). Die von E.ON gehaltenen sonstigen Beteiligungen und Wertpapiere sind weiterveräußerbare Wertpapiere und demnach mit dem Marktwert am Bilanzstichtag zu bewerten. Unrealisierte Gewinne und Verluste dieser weiterveräußerbaren Wertpapiere sind nach US-GAAP ergeb-

132 Anhang

nisneutral direkt im Eigenkapital auszuweisen. Nach den Vorschriften des HGB gelten für sonstige Beteiligungen sowie für Wertpapiere des Anlage- und Umlaufvermögens die Anschaffungskosten als Wertobergrenze.

Equity-Bewertung/passiver Unterschiedsbetrag

Für die Zwecke der Überleitung auf US-GAAP sind die Jahresabschlüsse der wesentlichen nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen an die Bilanzierung und Bewertung nach US-GAAP anzupassen. Sofern die at equity bewerteten Unternehmen keine Jahresabschlüsse nach US-GAAP erstellen, wird die Umbewertung auf Basis von Schätzungen vorgenommen.

Ein nach US-GAAP nach Abstockung der Wertansätze bestimmter Vermögensgegenstände verbleibender passiver Unterschiedsbetrag ist sofort erfolgswirksam zu vereinnahmen. Ein passiver Unterschiedsbetrag aus der Konsolidierung ist nach HGB aufzulösen, wenn im Zeitpunkt des Anteils-erwerbs bzw. der erstmaligen Konsolidierung erwartete Aufwendungen bzw. Verluste tatsächlich eintreten oder am Abschlussstichtag feststeht, dass er einem realisierten Gewinn entspricht.

Pensionsrückstellungen und ähnliche Verpflichtungen

Durch die Veränderung der Rechnungsgrundlagen bei der Ermittlung der Pensionsrückstellungen überschreitet der Anwartschaftsbarwert ohne Berücksichtigung zukünftiger Gehaltssteigerungen (Accumulated Benefit Obligation) in einigen Konzernunternehmen die erfolgswirksam gebildete Pensionsrückstellung. Nach US-GAAP wird die Pensionsrückstellung in diesem Fall um einen zusätzlichen Rückstellungsbetrag (Additional Minimum Liability) erfolgsneutral durch Bildung eines immateriellen Vermögensgegenstandes erhöht. Dieser zusätzliche Rückstellungsbetrag darf nicht höher sein als die noch nicht verrechneten Mehrkosten aus Planänderungen; ein darüber hinausgehender Betrag wird bis zum Erreichen des zusätzlichen Rückstellungsbedarfs in Höhe des beschriebenen Anwartschaftsbarwertes mit dem Eigenkapital ergebnisneutral verrechnet. Nach den Vorschriften des HGB werden die Dotierung und Auflösung von Pensionsrückstellungen sofort ergebniswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Gemäß HGB ist für Verpflichtungen aus Altersteilzeitprogrammen bereits für Anwärter – entsprechend der voraussichtlichen Inanspruchnahme – eine Rückstellung zu bilden. Nach US-GAAP darf eine solche Rückstellung erst aufgrund einer bindenden vertraglichen Zusage des einzelnen Mitarbeiters über die verbleibende Dienstzeit zugeführt werden.

Garantien

Bestimmte Garantien sind nach US-GAAP bei Begebung mit ihrem Marktwert zu passivieren, auch wenn eine Inanspruchnahme wenig wahrscheinlich ist. Nach HGB erfolgt eine Rückstellungsbildung in Höhe der voraussichtlichen Zahlungsverpflichtung nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung.

Latente Steuern

Nach US-GAAP sind für sämtliche temporären Differenzen zwischen den Wertansätzen der Steuerbilanz und Konzernbilanz latente Steuern zu bilden (Temporary-Konzept), was auch für quasi-permanente Differenzen gilt. Ferner sind nach US-GAAP latente Steuern auf Verlustvorträge zu erfassen. Für aktive latente Steuern, deren Realisierung unwahrscheinlich ist, ist eine Wertberichtigung vorzunehmen.

Nach den Vorschriften des HGB sind für alle zeitlichen Differenzen zwischen den Wertansätzen der steuerlichen und der konsolidierten Erfolgsrechnung latente Steuern zu berechnen (Timing-Konzept). Für quasi-permanente Differenzen, die sich über einen sehr langen Zeitraum oder erst im Zuge der Veräußerung oder der Liquidation eines Unternehmens auflösen, dürfen latente Steuern nur berücksichtigt werden, wenn die Auflösung hinreichend wahrscheinlich ist.

Für nach dem 31. Dezember 2002 beginnende Geschäftsjahre sind nach DRS 10 aktive latente Steuern auch auf steuerliche Verlustvorträge anzusetzen, wenn der Steuervorteil aus dem Verlustvortrag mit hinreichender Wahrscheinlichkeit realisiert werden kann. Ist eine Realisierung nicht länger wahrscheinlich, so ist eine Wertberichtigung vorzunehmen. Insofern führt die Anwendung des DRS 10 zu einer Annäherung an US-GAAP.

Einbeziehung von Zweckgesellschaften

Im Unterschied zu HGB werden bestimmte Zweckgesellschaften (Variable Interest Entities) nach US-GAAP auch ohne Vorliegen eines Beteiligungsverhältnisses voll konsolidiert, wenn eine Meistbegünstigung aus solchen Gesellschaften besteht.

Anteile Konzernfremder

Nach US-GAAP sind im Gegensatz zum HGB die Anteile Konzernfremder nicht Bestandteil des Jahresergebnisses und des Eigenkapitals.

Weitere Abweichungen

Die sonstigen Abweichungen betreffen im Wesentlichen die Erfassung unrealisierter Gewinne aus der Stichtagsbewertung der in Portfolios zusammengefassten Fremdwährungsforderungen/-verbindlichkeiten, Finanzderivate, die Behandlung von Leasingverträgen sowie Unterschiede in der Behandlung von Börseneinführungs- und Fusionskosten und virtuellen Aktienoptionen.

(3) Konsolidierungskreis

Der Konsolidierungskreis hat sich im Berichtsjahr wie folgt verändert:

Konsolidierungskreis			
	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen am 31. Dezember 2002	273	751	1.024
Zugänge	49	90	139
Abgänge	134	432	566
Konsolidierte Unternehmen am 31. Dezember 2003	188	409	597

Durch die Anwendung von FIN 46 werden zwei gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaften, zwei Immobilien-Leasinggesellschaften sowie zwei Unternehmen zur Verwaltung von Beteiligungen mit Wirkung zum 1. Juli 2003 im Konzernabschluss voll konsolidiert. Eine weitere Zweckgesellschaft zur Verwaltung und Veräußerung von Immobilien wird seit Aufnahme der vertraglichen Beziehungen im Jahr 2003 voll konsolidiert. Diese Gesellschaften weisen am 31. Dezember 2003 insgesamt Aktiva und Passiva in Höhe von jeweils rund 1.564 Mio € sowie ein negatives Ergebnis für das Geschäftsjahr 2003 von 25 Mio € vor Konsolidierung auf. 113 Mio € Sachanlagevermögen dienen als Sicherheit für Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing und Bankkrediten. Wesentliche Rückgriffsbeschränkungen von Gläubigern der konsolidierten Zweckgesellschaften auf das Vermögen der konsolidierenden Gesellschaften bestehen nicht. Der negative Effekt aus der erstmaligen Anwendung von FIN 46 in Höhe von 50 Mio € wird in der Gewinn- und Verlustrechnung als kumulativer Effekt aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften ausgewiesen.

(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Die folgenden Ausführungen zu Unternehmenserwerben, Veräußerungen und nicht fortgeführten Aktivitäten basieren auf den Rechnungslegungsstandards SFAS 141 und 144, die im Vorjahr erstmals zur Anwendung kamen. Nach diesen Grundsätzen wird zwischen wesentlichen und nicht wesentlichen Unternehmenserwerben und -veräußerungen unterschieden. Bei wesentlichen Unternehmenserwerben und -veräußerungen sind zusätzliche Angaben zu machen.

Die Unternehmenserwerbe und -veräußerungen erfolgten als Teil der Wachstumsstrategie der E.ON, welche auf eine Fokussierung auf die Strom- und Gasaktivitäten ausgerichtet ist.

Darüber hinaus bestehen seit dem 1. Juli 2000 vertragliche Beziehungen zu einer weiteren Leasinggesellschaft im Energiesektor, die als Zweckgesellschaft einzustufen ist, ohne dass eine Meistbegünstigung vorliegt. Diese Gesellschaft hat eine Bilanzsumme von 148 Mio € bei einem Ergebnis von 27 Mio €. Das maximale Verlustrisiko aufgrund der Beziehung zu dieser Zweckgesellschaft beträgt rund 21 Mio €. Die Realisierung dieser Verluste wird jedoch als unwahrscheinlich erachtet.

Die wirtschaftliche Entwicklung einer weiteren Zweckgesellschaft, die seit dem Jahr 2001 besteht und bis zum Jahr 2005 befristet ist, kann aufgrund mangelnder Informationen nicht nach den Kriterien von FIN 46 beurteilt werden. Diese Gesellschaft ist mit der Abwicklung von Vermögensgegenständen aus bereits veräußerten Aktivitäten befasst. Die ursprünglichen Aktiva und Passiva betrugen 127 Mio €. Zukünftige Belastungen der Ertragslage aus der Tätigkeit dieser Gesellschaft werden nicht erwartet.

Die im Rahmen der Einigung zur Akquisition der Ruhrgas erworbene Edenderry Power Limited (Edenderry), Edenderry, Irland, wurde nach der Erstkonsolidierung zum 1. Juli 2003 im dritten Quartal 2003 als nicht fortzuführende Aktivität dargestellt, da aus strategischen Gründen ein Verkaufsprozess eingeleitet worden war. Die Verkaufsbemühungen wurden aber aufgrund unbefriedigender Kaufgebote im vierten Quartal eingestellt, so dass Edenderry nunmehr seit der erstmaligen Einbeziehung als fortgeführte Aktivität berücksichtigt wird.

Im Jahr 2003 wurden insgesamt 116 inländische und 88 ausländische assoziierte Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2002: 132 bzw. 90). Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten werden in Textziffer 4 erläutert.

Unternehmenserwerbe im Jahr 2003:

Wesentliche Unternehmenserwerbe im Jahr 2003

E.ON AG

Ruhrgas

Im Rahmen der Strategie, E.ON als integriertes Strom- und Gasunternehmen weiter auszubauen, war der Erwerb der Ruhrgas im Geschäftsjahr 2003 ein wesentliches Element.

E.ON hat sich mit den neun Unternehmen, die gegen die Ministererlaubnis zur Ruhrgas-Übernahme vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf geklagt hatten, am 31. Januar 2003 außergerichtlich geeinigt. Alle Beschwerdeführer haben ihre Klagen zurückgezogen. Damit konnte E.ON über den bereits zum 31. Dezember 2002 bestehenden Anteil an Ruhrgas von 38,5 Prozent hinaus durch die Übernahme der Anteile der Bergemann GmbH (Bergemann), Essen, zum 31. Januar 2003

134 Anhang

über die Mehrheit der Anteile an Ruhrgas verfügen. Bis Anfang März 2003 wurden die restlichen Ruhrgas-Anteile erworben. Die gesamten Anschaffungskosten betrugen 10,2 Mrd €.

Die Erstkonsolidierung von Ruhrgas im E.ON-Konzernabschluss erfolgte zum 1. Februar 2003. Aus der Kaufpreisaufteilung ergab sich ein Goodwill in Höhe von 2,9 Mrd €. Bezüglich weiterer Informationen zu immateriellen Vermögensgegenständen wird auf Textziffer 13 a) verwiesen.

Wesentliche Bilanzposten – Ruhrgas – (Kurzfassung)	
in Mio €	1. Februar 2003
Immaterielle Vermögensgegenstände	651
Sachanlagevermögen	4.191
Finanzanlagevermögen	4.843
Umlaufvermögen	6.042
Übrige Aktiva	200
Summe Vermögensgegenstände	15.927
Rückstellungen	2.098
Verbindlichkeiten	4.702
Übrige Passiva (inkl. Anteile Konzernfremder)	1.854
Summe Schulden	8.654
Netto-Reinvermögen (ohne Goodwill)	7.273

Die nachfolgenden Pro-forma-Ergebnisgrößen von E.ON wurden unter der Annahme ermittelt, als wäre der vollständige Erwerb von Ruhrgas bereits zum 1. Januar 2003 bzw. zum 1. Januar 2002 und der Kauf von Powergen sowie der Geschäftsaktivitäten von TXU Europe Group plc (TXU Europe), Ipswich, Großbritannien, bereits zum 1. Januar 2002 erfolgt (zur Erläuterung vgl. Seite 138). Die ursprünglichen Konzernergebnisse von E.ON wurden um die Ergebnisse der erworbenen Gesellschaften vor der tatsächlichen Erstkonsolidierung angepasst. Darüber hinaus erfolgten Anpassungen der Abschreibungen von materiellen und immateriellen Vermögensgegenständen und ihren steuerlichen Effekten aufgrund der Kaufpreisaufteilung. Die Pro-forma-Werte enthalten weiterhin Anpassungen der Zinsaufwendungen auf Basis der durchschnittlichen Fremdkapitalzinssätze von E.ON unter Berücksichtigung der jeweiligen Finanzierungsstruktur.

E.ON Pro-forma-Angaben		
in Mio €	2003	2002
Umsatzerlöse	43.883	53.013
Konzernüberschuss vor Ergebniseffekten aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	5.147	3.340
Konzernüberschuss	4.717	3.531
Ergebnis je Aktie (in €)	7,21	5,42

Die Pro-forma-Ergebnisgrößen müssen nicht die tatsächlichen Ergebnisgrößen wiedergeben, die sich ergeben hätten, wären die Unternehmenskäufe jeweils zu Beginn der Perioden erfolgt.

Weitere Unternehmenserwerbe im Jahr 2003

E.ON Energie

Graninge

Nach Erteilung der kartellrechtlichen Genehmigung erhöhte E.ON ab November 2003 ihre über die Sydkraft bereits zum 31. Dezember 2002 bestehende Beteiligung an Graninge AB (Graninge), Sollefteå, Schweden, von 36,3 Prozent bis zum 31. Dezember 2003 auf 79,0 Prozent. Die Anschaffungskosten für die im Jahr 2003 erworbenen Anteile betrugen 628 Mio €. Graninge wurde zum 1. November 2003 erstkonsolidiert. Im Rahmen der noch vorläufigen Kaufpreisaufteilung ergab sich ein Goodwill in Höhe von 175 Mio €.

Nach schwedischem Börsenrecht war im Anschluss an diesen Mehrheitserwerb den verbleibenden außen stehenden Graninge-Aktionären ein bis zum 16. Januar 2004 befristetes öffentliches Übernahmeangebot zu unterbreiten. Nach Ablauf der Frist beläuft sich die Beteiligung an Graninge auf 97,5 Prozent. Für die im Jahr 2004 erworbenen Anteile an Graninge ergaben sich Anschaffungskosten in Höhe von rund 270 Mio €.

JME/JCE

Bis Ende September 2003 übernahm E.ON Energie in mehreren Erwerbsschritten die Mehrheit an Jihomoravská energetika a.s. (JME), Brno, Tschechische Republik, und an Jihoceská energetika a.s. (JCE), České Budějovice, Tschechische Republik. Durch diese Transaktionen wurden die bereits bestehenden Beteiligungen an JME in Höhe von 45,0 Prozent auf 85,7 Prozent sowie an JCE von 13,6 Prozent auf 84,7 Prozent erhöht. Die Anschaffungskosten betrugen insgesamt 207 Mio €. Weiterhin erfolgte im Rahmen des Erwerbsprozesses die Abgabe der Minderheitsbeteiligungen an den tschechischen Regionalversorgern Západočeská energetika a.s. (ZCE), Pilsen, Tschechische Republik, und Východočeská energetika a.s. (VCE), Hradec Kralove, Tschechische Republik.

JME und JCE wurden zum 1. Oktober 2003 erstkonsolidiert. Aus der noch vorläufigen Kaufpreisaufteilung ergab sich ein Goodwill in Höhe von 152 Mio €.

Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2003:

Wesentliche Veräußerungen im Jahr 2003

E.ON AG

Degussa

E.ON hat mit Wirkung zum 31. Januar 2003 18,1 Prozentpunkte ihrer Anteile am Grundkapital der Degussa AG (Degussa), Düsseldorf, im Rahmen eines öffentlichen Übernahmeangebots an die RAG Aktiengesellschaft (RAG), Essen, verkauft. Bei einem Kaufpreis von 1.413 Mio € wurde aus der Entkonsolidierung ein Ertrag von zunächst 276 Mio € erzielt, der anschließend um den Zwischengewinn in Höhe der prozentualen Beteiligung der E.ON an der RAG mit 39,2 Prozent korrigiert werden musste. Aus der Abgabe wurde somit ein Ertrag von 168 Mio € realisiert. E.ON hält danach noch einen Anteil von 46,5 Prozent an der Degussa, die nun at equity in den Konzernabschluss einbezogen wird. Aufgrund der Aktionärsvereinbarung vom 20. Mai 2002 wird Degussa von E.ON und RAG gemeinschaftlich geführt.

Des Weiteren wurde zwischen E.ON und RAG ein Terminkaufvertrag geschlossen, der vorsieht, dass RAG zum 31. Mai 2004 weitere 3,6 Prozent erwirbt, um eine Beteiligung von 50,1 Prozent am Grundkapital der Degussa zu erlangen.

Bouygues Telecom

E.ON hat im Januar 2003 mit der Bouygues-Gruppe, Paris, Frankreich, einen Vertrag über die Veräußerung in zwei Schritten ihrer 15,9-prozentigen Beteiligung an Bouygues Telecom S. A. (Bouygues Telecom), Boulogne-Billancourt, Frankreich, dem drittgrößten Mobilfunkunternehmen Frankreichs, abgeschlossen. Im ersten Quartal 2003 hat E.ON in einem ersten Schritt 5,8 Prozent der Anteile zu einem Preis von 394 Mio € abgegeben und hieraus einen Gewinn von 294 Mio € realisiert. Die Bouygues-Gruppe hat im Oktober in einem zweiten Schritt die vereinbarte Call-Option zur Übernahme der restlichen 10,1-prozentigen Beteiligung an Bouygues Telecom zum 30. Dezember 2003 ausgeübt. Bei einem Kaufpreis von 692 Mio € wurde ein weiterer Gewinn in Höhe von 546 Mio € realisiert.

Die Erträge aus der Veräußerung der Degussa- und Bouygues Telecom-Anteile werden in der Position „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Bezüglich weiterer Einzelheiten wird auf Textziffer 6 verwiesen.

E.ON Energie/Ruhrgas

Im Rahmen des Erwerbs von Ruhrgas wurde in der Ministererlaubnis vom 5. Juli 2002 in der Fassung vom 18. September 2002 neben anderen Auflagen verfügt, dass sich E.ON von den folgenden Beteiligungen bis spätestens Februar 2004 zu trennen habe:

- Bayerngas GmbH (Bayerngas), München (gehalten von E.ON Energie mit 22,0 Prozent und Ruhrgas mit 22,0 Prozent)
- Gelsenwasser AG (Gelsenwasser), Gelsenkirchen (E.ON Energie mit 80,5 Prozent)
- swb AG (swb), Bremen (E.ON Energie mit 22,0 Prozent und Ruhrgas mit 10,4 Prozent)
- Verbundnetz Gas AG (VNG), Leipzig (E.ON Energie mit 5,3 Prozent und Ruhrgas mit 36,8 Prozent)
- EWE Aktiengesellschaft (EWE), Oldenburg (E.ON Energie mit 27,4 Prozent).

Bayerngas

Ende Juli 2003 haben E.ON Energie und Ruhrgas Kaufverträge über die Veräußerung ihrer Anteile von jeweils 22,0 Prozent an Bayerngas abgeschlossen. Die Stadtwerke München, Augsburg, Regensburg und Ingolstadt sowie die Stadt Landshut haben nach Zustimmung der Gremien und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit im vierten Quartal 2003 die Anteile übernommen. E.ON realisierte aus dieser Transaktion bei einem Verkaufspreis von 127 Mio € einen Veräußerungsgewinn in Höhe von 22 Mio €. Die von Ruhrgas gehaltenen Anteile an Bayerngas wurden im Rahmen der Erstkonsolidierung von Ruhrgas zu Zeitwerten angesetzt. Insoweit wurde aus der Weiterveräußerung dieser Anteile kein Ergebnis realisiert.

Gelsenwasser

E.ON Energie hat im September 2003 die Beteiligung an Gelsenwasser an ein Gemeinschaftsunternehmen der Stadtwerke Dortmund und der Bochumer Stadtwerke abgegeben. Weitere Erläuterungen sind unter den nicht fortgeführten Aktivitäten dargestellt.

swb

Im November 2003 hat E.ON Energie ihre gesamten Geschäftsanteile an der E.ON Energiebeteiligungs-Gesellschaft mbH (E.ON Energiebeteiligungs-Gesellschaft), München, für 305 Mio € an die EWE verkauft. Die E.ON Energiebeteiligungs-Gesellschaft hielt (einschließlich der von Ruhrgas zuvor übernommenen swb-Aktien) 32,4 Prozent der Aktien an swb. Aus dem Verkauf ergab sich ein Gewinn in Höhe von 85 Mio €, der aufgrund der Bewertung zu Zeitwerten bei der Erstkonsolidierung von Ruhrgas nur auf die weiterveräußerten swb-Anteile von E.ON Energie entfällt.

136 Anhang

VNG/EWE

Die Veräußerungen der Anteile an VNG und EWE wurden im Dezember 2003 vertraglich vereinbart. Aufgrund der zwischenzeitlich erfüllten Gremiovorbehalte und behördlichen Genehmigungen werden diese Veräußerungen jedoch erst im Geschäftsjahr 2004 wirksam. Insoweit wird auf die Darstellung der Ereignisse nach dem Bilanzstichtag in Textziffer 34 verwiesen.

Nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2003

Im Geschäftsjahr 2003 werden unter den nicht fortgeführten Aktivitäten gemäß SFAS 144 die abrechnungstechnisch noch ausstehenden Ergebnisse der bereits im Jahr 2002 bzw. 2001 verkauften Segmente VEBA Oel und MEMC ausgewiesen. Darüber hinaus veräußerten die Viterro AG (Viterro), Essen, und Powergen bestimmte Aktivitäten und Vermögenswerte. Weiterhin wurde im Rahmen der Auflagen der Ministererlaubnis die Beteiligung von E.ON Energie an Gelsenwasser als zur Veräußerung bestimmter Vermögenswert klassifiziert. Die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung und die Kapitalflussrechnung für 2003 und 2002 einschließlich der entsprechenden Angaben in Anhang wurden um die nicht fortgeführten Aktivitäten bereinigt.

Ab dem Zeitpunkt der Umgliederung in nicht fortgeführte Aktivitäten werden das laufende Ergebnis sowie die Gewinne und Verluste aus dem Verkauf zusammen als „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ in der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Für Zwecke der Berichterstattung werden die Aktiva und Passiva der nicht fortgeführten Aktivitäten unter den Posten „Vermögen/Schulden der abzugebenden Aktivitäten“ (ohne Eigenkapital) in der Konzernbilanz erfasst.

E.ON AG

VEBA Oel

Aus dem im Juli 2001 geschlossenen Vertrag zwischen E.ON und BP plc. (BP), London, Großbritannien, realisierte E.ON im Jahr 2002 einen vorläufigen Verkaufspreis von rund 2,8 Mrd € für 100 Prozent der Aktien an VEBA Oel AG (VEBA Oel), Gelsenkirchen. Der endgültige Kaufpreis hing vertraglich von zahlreichen Bedingungen und Abrechnungsmodalitäten ab, insbesondere von der Höhe der von BP erzielten Verkaufserlöse für die VEBA Oel-Explorations- und Förderaktivitäten. Dabei war angesichts der politischen Verhältnisse in Venezuela ein Vollzug des Verkaufs der venezolanischen Aktivitäten nicht absehbar. Im April 2003 haben sich E.ON und BP daher über eine endgültige Abrechnung für VEBA Oel – unbeschadet der üblichen Gewährleistungen – verständigt. Danach ergibt sich ein Gesamtpreis von rund 2,9 Mrd € für VEBA Oel; entsprechend realisiert E.ON neben dem Buchgewinn für das Geschäftsjahr 2002 im Geschäftsjahr 2003 noch einen Verlust von 35 Mio €.

Gewinn- und Verlustrechnung des Öl-Segments – VEBA Oel – (Kurzfassung)

in Mio €	2003	2002
Umsatzerlöse	-	1.703
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	-35	1.367
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-	-1.284
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-35	1.786
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-2	-5
Anteile Konzernfremder	-	3
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-37	1.784

MEMC

Mit Kaufvertrag vom 30. September 2001 hat E.ON das Silizium-Wafer-Geschäft an den amerikanischen Finanzinvestor Texas Pacific Group (TPG), Fort Worth/Texas, USA, veräußert. Der symbolische Kaufpreis für die von E.ON gehaltenen 71,8 Prozent der Anteile an der MEMC Electronic Materials Inc. (MEMC), St. Peters/Missouri, USA, einschließlich der von E.ON gewährten Gesellschafterdarlehen betrug 6 US-Dollar. Die Transaktion wurde am 13. November 2001 vollzogen. Der endgültige Veräußerungspreis hing vom Erreichen bestimmter Ergebnisziele für das Jahr 2002 ab. Im August 2003 wurde eine Einigung zwischen E.ON und dem Käufer erzielt. Daraus ergab sich ein Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten von 14 Mio €.

E.ON Energie

Gelsenwasser

Im September 2003 hat E.ON Energie ihre Beteiligung von 80,5 Prozent an Gelsenwasser für 835 Mio € an ein Gemeinschaftsunternehmen der Stadtwerke Dortmund und der Bochumer Stadtwerke verkauft. Dabei ergab sich ein Veräußerungsgewinn in Höhe von 418 Mio €. Mit dem Verkauf ist E.ON, wie bereits im Zusammenhang mit den Veräußerungen des Geschäftsjahres 2003 dargestellt, einem weiteren Teil der Ministerauflagen im Rahmen des Erwerbs der Ruhrgas nachgekommen.

Die folgende Tabelle zeigt wesentliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung aus nicht fortgeführten Aktivitäten der E.ON Energie:

Gewinn- und Verlustrechnung aus dem Segment E.ON Energie – Gelsenwasser – (Kurzfassung)		
in Mio €	2003	2002
Umsatzerlöse	295	369
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	418	-
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-201	-314
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	512	55
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-24	-17
Anteile Konzernfremder	-9	-14
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	479	24

Powergen

CRC Evans

CRC Evans International Inc. (CRC Evans), Houston/Texas, USA, ist eine im Jahr 1999 erworbene 100-prozentige Tochtergesellschaft von LG&E Energy. Das Unternehmen ist ein Anbieter von Anlagen und Dienstleistungen für den Bau und die Sanierung von Erdgas- und Ölleitungen. Bereits im Rahmen der Übernahme von LG&E Energy durch Powergen hatte die SEC die Auflage gemacht, dieses Geschäft zu verkaufen. Im November 2003 verkaufte LG&E Energy ihre Beteiligung an CRC Evans zu einem Preis von 37 Mio €. CRC Evans wurde zum 31. Oktober 2003 entkonsolidiert. Bei Umsatzerlösen von 73 Mio € (2002: 54 Mio €) lagen sowohl das Vorsteuerergebnis als auch das Ergebnis aus dieser nicht fortgeführten Aktivität im Geschäftsjahr wie auch im Vorjahr deutlich unter 1 Mio €.

Viterra

Viterra Energy Services/Viterra Contracting

Zum Jahresende 2002 wurde Viterra Energy Services AG (Viterra Energy Services), Essen, im E.ON-Konzernabschluss unter den nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Im April 2003 hat Viterra ihre 100-prozentige Dienstleistungstochter an den Finanzinvestor CVC Capital Partners veräußert. Die Transaktion wurde im Juni 2003 vollzogen. Darüber hinaus wurde Viterra Contracting GmbH (Viterra Contracting), Bochum, Anfang 2003 verkauft. Bei Verkaufspreisen von insgesamt 961 Mio € und nach Abzug von rund 112 Mio € übernommenen Verbindlichkeiten realisierte Viterra ein Ergebnis in Höhe von 641 Mio €. Beide Veräußerungen erfolgten im Rahmen der von Viterra verfolgten Fokussierung auf die Geschäftsfelder Wohnimmobilien und Projektentwicklung.

In der folgenden Tabelle sind wesentliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung beider Viterra-Aktivitäten aggregiert dargestellt:

Gewinn- und Verlustrechnung aus dem Segment Viterra – Viterra Energy Services/ Viterra Contracting – (Kurzfassung)		
in Mio €	2003	2002
Umsatzerlöse	202	468
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	641	-
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-145	-376
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	698	92
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-17	-39
Anteile Konzernfremder	-	-1
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	681	52

138 Anhang

Unternehmenserwerbe im Jahr 2002:

Wesentliche Unternehmenserwerbe im Jahr 2002

E.ON AG

Powergen Ltd.

Im Juli 2002 erwarb E.ON 100 Prozent der Aktien des internationalen Energieversorgungsunternehmens Powergen zu Anschaffungskosten von insgesamt 7,8 Mrd €. Die Übernahme erfolgte zu einem festgelegten Preis nach einem gesellschaftsrechtlichen Übernahmeverfahren entsprechend englischem Recht, dem so genannten „Scheme of Arrangement“, worin das bedingte Übernahmeangebot an die Powergen-Aktionäre umgesetzt wurde. Zudem übernahm E.ON Schulden in Höhe von 7,4 Mrd €. Aus der Kaufpreisaufteilung ergab sich ein Goodwill von 8,9 Mrd €. Die Erstkonsolidierung von Powergen erfolgte zum 1. Juli 2002. Entsprechend der in Textziffer 13 a) beschriebenen Umstände wurde eine Wertberichtigung des beim Erwerb von Powergen entstandenen Goodwills in Höhe von 2,4 Mrd € erforderlich.

Powergen

TXU Europe Group plc

Im Oktober 2002 erwarb Powergen das britische Vertriebsgeschäft von TXU Europe zu Anschaffungskosten von 2,2 Mrd €. Powergen übernahm ebenfalls die mit diesen Geschäften zusammenhängende Finanzierung des Working Capital von 0,4 Mrd €. Neben dem Vertriebsgeschäft erwarb Powergen drei Kohlekraftwerke und einige langfristige Gaslieferverträge. Aus der Kaufpreisaufteilung der Transaktion resultierte ein Goodwill von 2,3 Mrd €. Die erstmalige Konsolidierung wurde zum 21. Oktober 2002 durchgeführt.

Wesentliche Bilanzposten – Powergen/TXU – (Kurzfassung)

	1. Juli 2002	21. Oktober 2002
in Mio €	Powergen ohne TXU	TXU
Immaterielle Vermögensgegenstände	523	714
Goodwill	8.916	2.343
Sachanlagevermögen	8.164	28
Finanzanlagevermögen	779	-
Umlaufvermögen	1.960	558
Summe Vermögensgegenstände	20.342	3.643
Rückstellungen	9.321	679
Verbindlichkeiten	3.056	381
Übrige Passiva (inkl. Anteile Konzernfremder)	136	-
Summe Schulden	12.513	1.060
Netto-Reinvermögen	7.829	2.583

Weitere Unternehmenserwerbe im Jahr 2002

E.ON Energie

E.ON Energie erwarb im Jahr 2002 Anteile insbesondere an den nachfolgend genannten Gesellschaften für insgesamt 3.449 Mio € mit einem Goodwill von insgesamt 1.021 Mio €. Aufgrund der noch nicht abgeschlossenen Kaufpreisaufteilungen war im Vorjahr ein Goodwill von insgesamt 1.425 Mio € ausgewiesen worden, wovon noch ein Betrag von 1.003 Mio € als vorläufig angesehen worden war. Dieser vorläufige Goodwill reduzierte sich im Rahmen der endgültigen Kaufpreisaufteilung auf 599 Mio €.

E.ON Finland Oyj (vormals: Espoon Sähkö Oyj)

Im Januar und April 2002 erwarb E.ON Energie in zwei Tranchen insgesamt 65,6 Prozent der Anteile an dem finnischen Energieversorgungsunternehmen Espoon Sähkö Oyj (Espoon), Espoo, Finnland. Espoon wird seit dem 1. April 2002 voll konsolidiert.

EAM Energie AG (vormals: Energie-Aktiengesellschaft Mitteldeutschland)

Im Mai 2002 erhöhte E.ON Energie ihre Beteiligung an der Energie-Aktiengesellschaft Mitteldeutschland (EAM), Kassel, von 46,0 Prozent auf eine Mehrheitsposition. EAM wird seit dem 1. Juni 2002 voll konsolidiert.

E.ON Wesertal Beteiligungsgesellschaft mbH

Im Juni 2002 erwarb E.ON Energie 100 Prozent der Anteile an der E.ON Wesertal Beteiligungsgesellschaft mbH (EWB), vormals Fortum Energie GmbH, Hamburg. EWB hält 100 Prozent der Anteile an der Elektrizitätswerk Wesertal GmbH (EWW), Hameln. Beide Gesellschaften werden seit dem 1. Juli 2002 voll konsolidiert.

Elektrizitätswerk Minden-Ravensberg GmbH

Im Juli 2002 erwarb E.ON Energie die Mehrheit an der Elektrizitätswerk Minden-Ravensberg GmbH (EMR), Herford. E.ON Energie erwarb zu dem bestehenden 25,1-Prozent-Anteil zum 31. Dezember 2001 weitere Anteile von 30,1 Prozent. Die EMR wird seit dem 1. August 2002 voll konsolidiert.

Mit Wirkung zum 1. Januar 2003 wurden EWW, EMR und Pesag, Paderborn, zu E.ON Westfalen Weser AG, Paderborn, verschmolzen.

Thüga Aktiengesellschaft

Im August 2002 erhöhte E.ON Energie ihre bereits an der Thüga Aktiengesellschaft (Thüga), München, bestehende Beteiligung durch den Kauf einer zusätzlichen Tranche von 25,1 Prozent auf rund 87,1 Prozent. Durch die Akquisition von Ruhrgas erwarb E.ON weitere Anteile an Thüga. Auf der außerordentlichen Hauptversammlung der Thüga am 28. November 2003 wurde beschlossen, dass E.ON AG die restlichen Aktien der Minderheitsaktionäre im Rahmen eines Squeeze-out-Verfahrens erwirbt. Die Beteiligungsquote im E.ON-Konzern beläuft sich zum 31. Dezember 2003 auf insgesamt 96,6 Prozent.

Západoslovenská Energetika a.s.

Im September 2002 erwarb E.ON Energie eine Beteiligung von 49,0 Prozent an der Západoslovenská Energetika a.s. (ZSE), Bratislava, Slowakei. ZSE wird nach der Equity-Methode bewertet.

Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt.

Im November 2002 erwarb E.ON Energie eine zusätzliche Beteiligung von 62,9 Prozent an Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt. (Édász), Győr, Ungarn. Vor dieser Akquisition war E.ON Energie zu 27,7 Prozent an Édász beteiligt. Die Erstkonsolidierung von Édász erfolgte zum 1. Dezember 2002. Im Geschäftsjahr 2003 wurden weitere 7,0 Prozent an Édász erworben.

Powergen

Powergen Renewables Holdings Limited

Im Oktober 2002 erwarb Powergen für 92 Mio € die restlichen 50,0 Prozent der Gesellschaftsanteile an der Powergen Renewables Holdings Limited, London, Großbritannien. Zugleich übernahm Powergen Verbindlichkeiten in Höhe von 57 Mio €. Aus der Kaufpreisaufteilung ergab sich ein Goodwill von 64 Mio €.

Viterra

Frankfurter Siedlungsgesellschaft mbH

Zum 1. Januar 2002 hat die Viterra 86,3 Prozent der Geschäftsanteile an der Frankfurter Siedlungsgesellschaft mbH (FSG), Frankfurt, erworben. Die FSG konzentriert sich auf die Bewirtschaftung und den Verkauf von Wohnimmobilien. Die Anschaffungskosten betrugen 312 Mio €. Im Rahmen der Kaufpreisaufteilung wurden keine Beträge auf Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände zugeordnet. Im Dezember 2002 hat Viterra 0,2 Prozent der Anteile an der FSG an einen Investor veräußert, so dass sich die Beteiligung an der FSG zum Ende des Vorjahres auf 86,1 Prozent belief. Im Januar 2003 hat Viterra weitere 13,7 Prozent der Anteile zu einem Kaufpreis von 49 Mio € erworben, so dass Viterra jetzt 99,8 Prozent der Anteile hält.

Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2002:

Wesentliche Veräußerungen im Jahr 2002

E.ON AG

Orange S.A.

Im Juni 2002 übte E.ON AG ihre Put-Option zur Abgabe sämtlicher Aktien an der Orange S.A. (Orange), Paris, Frankreich, an die France Télécom S.A. (France Télécom), Paris, Frankreich, aus. Der Ausübungspreis betrug 9,25 € je Aktie. Insgesamt erlöste E.ON aus dieser Transaktion rund 950 Mio €. Die Orange-Aktien waren Teil des Kaufpreises für die im November 2000 an France Télécom abgegebene E.ON-Beteiligung an der schweizerischen Orange Communications S.A., Lausanne, Schweiz. Nach Buchgewinnen aufgrund zeitnaher Bewertungen der Put/Call-Vereinbarungen im Jahr 2002 betrug der Nettobuchverlust aus dem Verkauf 103 Mio €.

Schmalbach-Lubeca AG

Im Dezember 2002 verkaufte die AV Packaging GmbH (AV Packaging), München, ein Gemeinschaftsunternehmen von Allianz Capital Partners, München, und der E.ON AG, die Schmalbach-Lubeca AG (Schmalbach-Lubeca), Ratingen, für rund 1,2 Mrd € an den US-amerikanischen Verpackungshersteller Ball Corporation, Indiana, USA. Im Juli 2002 hatte Schmalbach-Lubeca bereits die Geschäftsfelder PET und Verschlüsse an den australischen Verpackungshersteller Amcor Ltd., Abbotsford/Victoria, Australien, für rund 1,8 Mrd € veräußert. Der Nettobuchgewinn aus den Veräußerungen betrug 558 Mio €, der in den Erträgen aus nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen enthalten war. Im Geschäftsjahr 2003 wurde aufgrund nachträglicher Kaufpreisanpassungen das Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten mit 42 Mio € belastet.

E.ON Energie

Im Geschäftsjahr 2002 hat E.ON Energie aus den folgenden Transaktionen insgesamt einen Veräußerungsgewinn von 286 Mio € erzielt:

Rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft

Im Januar 2002 erzielte E.ON Energie als Folge der Realteilung der Rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft (Rhenag), Köln, einen Buchgewinn von 184 Mio €.

Watt AG

Im Juli 2002 wurde die an der Watt AG (Watt), Dietikon, Schweiz, bestehende Beteiligung von 24,5 Prozent zu einem Kaufpreis von 429 Mio € veräußert.

140 Anhang

Nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2002

Im Jahr 2002 trennte sich die Gesellschaft durch Verkauf von VEBA Oel, der Stinnes AG (Stinnes), Mülheim an der Ruhr, und der VAW AG (VAW), Bonn, von ihren Segmenten Öl, Distribution/Logistik und Aluminium. Diese Segmente wurden entsprechend SFAS 144 als nicht fortgeführte Aktivitäten erfasst. Darüber hinaus haben 2002 Degussa und Viterro bestimmte Geschäftsfelder veräußert oder als zur Veräußerung bestimmte Vermögensgegenstände klassifiziert; diese Geschäftsfelder bzw. zur Veräußerung bestimmten Vermögensgegenstände waren ebenso als nicht fortgeführte Aktivitäten zu betrachten.

VEBA Oel AG

Im Juli 2001 schloss E.ON mit BP einen Vertrag, wonach BP an einer zukünftigen Kapitalerhöhung der VEBA Oel, einem bis dahin 100-prozentigen Tochterunternehmen der E.ON AG, teilnimmt und im Gegenzug 51,0 Prozent der Aktien der VEBA Oel erhält. Zugleich wurde eine Put-Option abgeschlossen, die es der E.ON AG erlaubte, ab 1. April 2002 zu jeder Zeit die restlichen 49,0 Prozent der Aktien an BP zu veräußern. Im Dezember 2001 erfolgte die kartellrechtliche Genehmigung. Am 7. Februar 2002 erfolgte die Kapitalerhöhung bei VEBA Oel durch BP in Höhe von rund 2,9 Mrd €. Gleichzeitig wurde das von der E.ON AG gewährte Gesellschafterdarlehen in Höhe von 1,9 Mrd € abgelöst. Zuvor hatte VEBA Oel am 29. Januar 2002 ihre Explorations- und Förderaktivitäten (Upstream-Geschäft) an Petro-Canada Limited, Alberta, Kanada, für ca. 2,4 Mrd € veräußert. Am 30. Juni 2002 übte E.ON AG die Put-Option für die restlichen 49,0 Prozent der Aktien aus und realisierte einen Verkaufspreis von rund 2,8 Mrd €.

Bezüglich der wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung wird auf die Darstellung im Zusammenhang mit den nicht fortgeführten Aktivitäten des Geschäftsjahres 2003 verwiesen.

Stinnes AG

Im Juli 2002 schloss die E.ON AG die Verhandlungen mit der Deutsche Bahn AG (Deutsche Bahn), Berlin, über den Verkauf von 65,4 Prozent der Aktien der Stinnes im Rahmen eines öffentlichen Übernahmeangebotes der Deutsche Bahn ab. Der Erlös aus dem Verkauf belief sich auf 1,6 Mrd €. Stinnes wurde zum 30. September 2002 entkonsolidiert.

In der folgenden Tabelle sind wesentliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung des Segments Distribution/Logistik dargestellt:

Gewinn- und Verlustrechnung des Distribution/Logistik-Segments – Stinnes – (Kurzfassung)	
in Mio €	2002
Umsatzerlöse	8.840
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	588
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-8.638
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	790
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-125
Anteile Konzernfremder	-62
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	603

VAW AG

Am 6. Januar 2002 schloss E.ON AG mit der Norsk Hydro ASA, Oslo, Norwegen, einen Vertrag über den Verkauf von 100 Prozent der Anteile und Gesellschafterdarlehen an der VAW. Der Verkaufspreis für die Beteiligung einschließlich der Ablösung von Gesellschafterdarlehen und weiteren zinstragenden Verbindlichkeiten betrug rund 3,1 Mrd €. VAW wurde am 15. März 2002 entkonsolidiert.

Das in der Tabelle dargestellte Netto-Ergebnis aus dem Abgang von 893 Mio € beinhaltet nicht die Auflösung des negativen Goodwill von 191 Mio €, da dieser Wert als Ertrag aus dem Wechsel von Rechnungslegungsvorschriften aus der Erstanwendung von SFAS 142 zum 1. Januar 2002 erfasst worden ist.

Gewinn- und Verlustrechnung des Aluminium-Segments – VAW – (Kurzfassung)	
in Mio €	2002
Umsatzerlöse	807
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	893
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-763
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	937
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-10
Anteile Konzernfremder	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	927

Degussa AG

Im Rahmen ihrer Fokussierung auf Spezialchemie hat Degussa im Geschäftsjahr 2002 die folgenden Nicht-Kernaktivitäten für insgesamt 866 Mio € veräußert. Der Ausweis erfolgte unter „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“:

- Im Januar 2002 veräußerte Degussa sämtliche Gesellschaften mit Gelatine-Aktivitäten an die niederländische Sobel N.V., Eindhoven, Niederlande. Die Gelatine-Aktivitäten wurden zum 10. Februar 2002 entkonsolidiert.
- Im Februar 2002 veräußerte Degussa die Persulfat-Tätigkeiten an Unionchimica Industriale S.p.A., Bergamo, Italien. Die Persulfat-Tätigkeiten wurden zum 31. März 2002 entkonsolidiert.
- Im Februar 2002 veräußerte Degussa das Textilhilfsmittelgeschäft an Giovanni Bozetto S.p.A., Mailand, Italien. Das Textilhilfsmittelgeschäft wurde zum 28. Februar 2002 entkonsolidiert.
- Im April 2002 veräußerte Degussa die SKW Piesteritz Holding GmbH (SKW Piesteritz), Piesteritz, an die A & A Stickstoff Holding AG, Binningen, Schweiz. SKW Piesteritz wurde zum 30. Juni 2002 entkonsolidiert.
- Im Juni 2002 veräußerte Degussa die Degussa Bank GmbH (Degussa Bank), Frankfurt am Main, an die Allgemeine Deutsche Direktbank AG, Frankfurt am Main. Die Entkonsolidierung der Degussa Bank erfolgte zum 30. Juni 2002.
- Im August 2002 veräußerte Degussa die Viatris GmbH & Co. KG (Viatris), Frankfurt am Main, an die Advent International Corporation, Boston/Massachusetts, USA. Viatris wurde zum 30. September 2002 entkonsolidiert.
- Im Dezember 2002 veräußerte Degussa die Zentaris AG (Zentaris), Frankfurt am Main, an Æterna Laboratories Inc., Québec, Kanada. Zentaris wurde zum 31. Dezember 2002 entkonsolidiert.

Die folgende Tabelle zeigt wesentliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung aus nicht fortgeführten Aktivitäten der Degussa:

Gewinn- und Verlustrechnung aus dem Segment Degussa – Veräußerte Aktivitäten von Degussa – (Kurzfassung)	
in Mio €	2002
Umsatzerlöse	410
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	-93
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-388
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-71
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-59
Anteile Konzernfremder	46
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-84

Viterra AG

Im Rahmen der Fokussierung auf das Kerngeschäft hatte Viterra die Veräußerung von Viterra Energy Services beschlossen, die als Dienstleister für die verursachungsgerechte Verbrauchserfassung und Abrechnung von Wasser und Wärmeenergie tätig ist.

Bezüglich der wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung der VES wird auf die Darstellung im Zusammenhang mit den nicht fortgeführten Aktivitäten des Bereichs Viterra im Geschäftsjahr 2003 (S. 137) verwiesen. Die folgende Tabelle zeigt wesentliche Bilanzposten aus nicht fortgeführten Aktivitäten der Viterra Energy Services:

Wesentliche Bilanzposten aus dem Segment Viterra – Viterra Energy Services – (Kurzfassung)	
in Mio €	31. Dezember 2002
Anlagevermögen	159
Umlaufvermögen und übrige Aktiva	349
Summe Vermögensgegenstände	508
Schulden (inkl. Anteile Konzernfremder)	339
Netto-Reinvermögen	169

142 Anhang

(5) Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen

Die nachstehende Tabelle zeigt die Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen der einzelnen Segmente:

Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2003	2002
E.ON Energie	15.324	13.688
Ruhrgas	8.239	-
Powergen	7.848	3.423
Sonstige/Konsolidierung	-271	61
Kerngeschäft Energie	31.140	17.172
Viterra	950	1.104
Degussa	690	8.258
Weitere Aktivitäten	1.640	9.362
Summe	32.780	26.534

(6) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge		
in Mio €	2003	2002
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	286	221
Erträge aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	1.604	1.171
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	1.342	1.234
Erträge aus Währungskursdifferenzen	284	339
Erträge aus sonstigen Lieferungen und Leistungen	117	125
Erträge aus Verwässerungsgewinnen	-	105
Erträge aus der Entkonsolidierung	294	34
Übrige	1.148	1.185
Summe	5.075	4.414

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 344 Mio € (2002: 439 Mio €) enthalten.

Im Jahr 2003 betreffen die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen vornehmlich Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Einkaufskontrakten sowie noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen. Die Rückstellungen waren aufzulösen, da eine Inanspruchnahme nach gegenwärtigem Ermessen als nicht wahrscheinlich anzusehen war.

Die Erträge aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens betreffen 2003 vor allem die Veräußerung der Anteile an Bouygues Telecom (840 Mio €) sowie die Verkäufe

von Beteiligungen bei E.ON Energie (150 Mio €) und Sachanlagen bei Viterra (433 Mio €), die beide auch im Vorjahr im Wesentlichen zu diesen Erträgen beigetragen haben. Bezüglich weiterer Erläuterungen wird auf Textziffer 4 verwiesen.

Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Marktbewertung und realisierte Erträge von Derivaten nach SFAS 133.

Der Verwässerungsgewinn nach SAB 51 im Jahr 2002 ergab sich im Wesentlichen in Höhe von 98 Mio € aus einer Kapitalerhöhung der Bouygues Telecom, an der E.ON sich nicht beteiligt hatte.

Die Erträge aus der Entkonsolidierung enthalten 2003 mit 168 Mio € vor allem den Buchgewinn aus der Veräußerung von rund 18,1 Prozentpunkten der Degussa-Anteile.

Im Jahr 2003 sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen in Höhe von 365 Mio € Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren des Umlaufvermögens enthalten. Weiterhin umfasst die Position vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen, Miet- und Pachterträge, Schrott- und Materialverkäufe sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen umfassen die nicht den Funktionsbereichen Herstellung, Vertrieb und Verwaltung zurechenbaren Aufwendungen und setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
in Mio €	2003	2002
Zuführungen zu Rückstellungen	282	281
Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	115	160
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	958	1.406
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	246	322
Sonstige Steuern	103	23
Forschungs- und Entwicklungskosten	69	380
Abschreibungen auf Gegenstände des Umlaufvermögens	211	73
Übrige	1.000	1.533
Summe	2.984	4.178

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 354 Mio € (2002: 360 Mio €) enthalten.

Die Zuführungen zu Rückstellungen betreffen 2003 und 2002 vor allem den Personalbereich und entfallen auch auf Aufwendungen im Zusammenhang mit der Integration der TXU-Aktivitäten bei Powergen.

Die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Marktbewertung sowie realisierte Aufwendungen von Derivaten nach SFAS 133.

Der Rückgang der Forschungs- und Entwicklungskosten auf 69 Mio € ist vor allem auf die Entkonsolidierung der Degussa zurückzuführen.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen im Jahr 2003 beinhalten im Wesentlichen Verluste aus dem Verkauf von Wertpapieren des Umlaufvermögens (265 Mio €) sowie externe Beratungskosten (120 Mio €).

(7) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
in Mio €	2003	2002
Erträge aus Beteiligungen davon aus verbundenen Unternehmen 34 (2002: 28)	172	148
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen davon aus verbundenen Unternehmen 9 (2002: 15)	18	34
Erträge aus at equity bewerteten Unternehmen davon aus verbundenen Unternehmen 16 (2002: 232)	794	1.422
Aufwendungen aus at equity bewerteten Unternehmen davon aus verbundenen Unternehmen 3 (2002: 40)	130	98
Aufwendungen aus Verlustübernahmen davon aus verbundenen Unternehmen 12 (2002: 3)	19	6
Abschreibungen auf Beteiligungen	53	28
Beteiligungsergebnis	782	1.472
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	100	165
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge davon aus verbundenen Unternehmen – (2002: 11)	678	838
Zinsen und ähnliche Aufwendungen davon aus verbundenen Unternehmen 12 (2002: 20) davon Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143 486 (2002: –)	1.885	1.375
Zinsergebnis	-1.107	-372
Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen	34	2.373
Finanzergebnis	-359	-1.273

Die Erträge aus at equity bewerteten Unternehmen haben sich im Berichtsjahr vor allem aufgrund der im Jahr 2002 hohen Buchgewinne aus Veräußerungsvorgängen vermindert. Aus dem Verkauf von Schmalbach-Lubeca durch die AV Packaging resultierte 2002 ein Ertrag in Höhe von 558 Mio €. Bezüglich weiterer Informationen wird auf Textziffer 4 verwiesen. Zusätzlich wurde im Jahr 2002 ein Gewinn von 173 Mio €

in Verbindung mit dem Verkauf der Anteile an der STEAG Aktiengesellschaft (STEAG) durch die Gesellschaft für Energiebeteiligungen mbH (GFE) an RAG erzielt.

144 Anhang

In den Aufwendungen aus at equity bewerteten Unternehmen hat sich im Geschäftsjahr 2003 vor allem die von Degussa vorgenommene Wertberichtigung auf den Geschäftsbereich Feinchemie ausgewirkt; über die direkte Beteiligung von E.ON an Degussa in Höhe von 46,5 Prozent ergab sich daraus eine Belastung in Höhe von 187 Mio €. Über die indirekt von RAG gehaltene Beteiligung an Degussa ergaben sich darüber hinaus weitere Verluste in Höhe von 73 Mio €. In den Aufwendungen der at equity bewerteten Unternehmen hat sich aus der Equity-Bewertung der RAG allerdings insgesamt nur ein Aufwand von rund 15 Mio € ausgewirkt, da der Buchwert der RAG durch die Ergebnisfortschreibung nur auf maximal Null zu reduzieren war.

Die Zinsaufwendungen haben sich im Berichtsjahr insbesondere durch die Finanzierung der Akquisitionen von Powergen und Ruhrgas erhöht. Darüber hinaus haben sich erstmalig die Effekte aus der Aufzinsung von Rückstellungen nach SFAS 143 in Höhe von 486 Mio € niedergeschlagen.

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 22 Mio € (2002: 34 Mio €) vermindert.

Die Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen enthielten im Jahr 2002 die von E.ON Energie zur Anpassung an den Börsenkurs zum 31. Dezember 2002 vorgenommenen Wertberichtigungen auf die Beteiligung an der Bayerischen Hypo- und Vereinsbank AG (HypoVereinsbank), München, in Höhe von 1.854 Mio €. Diese entfielen mit 1.380 Mio € auf weiterveräußerbare Wertpapiere des Anlagevermögens und mit 474 Mio € auf weiterveräußerbare Wertpapiere des Umlaufvermögens. Aufgrund der Entwicklung des Börsenkurses im Jahr 2002 war davon auszugehen gewesen, dass es sich um eine nicht nur vorübergehende Wertminderung handelte. Darüber hinaus wurden auch andere Wertpapiere aufgrund der negativen Entwicklung der Aktienkurse wertberichtigt.

Im Berichtsjahr wurden – wie bereits im Vorjahr – von E.ON keine außerplanmäßigen Abschreibungen auf Firmenwerte aus der Equity-Bewertung vorgenommen.

(8) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Für die Geschäftsjahre 2003 und 2002 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
in Mio €	2003	2002
Laufende Ertragsteuern		
Inländische Körperschaftsteuer	403	482
Inländische Gewerbesteuer	297	280
Ausländische Ertragsteuern	283	110
Sonstige	12	-19
Summe	995	853
Latente Steuern		
Inland	207	-1.435
Ausland	-78	-80
Summe	129	-1.515
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	1.124	-662

Mit dem im Jahr 2003 in Kraft getretenen Steuervergünstigungsabbaugesetz wurden die gesetzlichen Regelungen für die Inanspruchnahme des Körperschaftsteuerguthabens geändert, das noch aus dem bis zum Jahr 2001 gültigen körperschaftsteuerlichen Anrechnungsverfahren resultiert. Die

Änderungen umfassen insbesondere den Ausschluss der Körperschaftsteuerminderung für Gewinnausschüttungen für die Dauer von drei Jahren (Moratorium). Dies führte bei der im Geschäftsjahr durchgeführten Dividendenausschüttung in Höhe von 1.142 Mio € zu einer steuerlichen Mehrbelastung von rund 190 Mio €.

Durch das am 22. Dezember 2003 verabschiedete Gesetz zur Umsetzung der Protokollerklärung der Bundesregierung zur Vermittlungsempfehlung zum Steuervergünstigungsabbaugesetz (so genanntes Korb-II-Gesetz) wurde für Gewinne aus der Veräußerung von Anteilen an in- und ausländischen Kapitalgesellschaften sowie nun auch für Inlandsdividenden ein pauschaliertes Betriebsausgabenabzugsverbot eingeführt. Zukünftig gelten 5 Prozent der entsprechenden Veräußerungsgewinne und der In- und Auslandsdividenden als nicht abziehbare Betriebsausgabe und unterliegen sowohl der Körperschaftsteuer als auch der Gewerbesteuer. Aufgrund der Gesetzesänderung wurden die latenten Steuern für Bewertungsdifferenzen bei Inlands- und Auslandsbeteiligungen einheitlich ermittelt. Insgesamt führt dies zu einem erstmaligen Ansatz passiver latenter Steuern in Höhe von 237 Mio €. Für temporäre Differenzen bei ausländischen Gesellschaften, die durch ausländische Gesellschaften gehalten werden, wurden keine latenten Steuern angesetzt, weil die Ermittlung der latenten Steuern für diese temporären Differenzen nicht praktikabel ist.

Steuersatzänderungen in Tschechien, Italien und Ungarn sowie eine Steuergesetzänderung in Schweden führten insgesamt zu einem latenten Steuerertrag in Höhe von 206 Mio €. Davon resultieren aus der ab Mitte 2003 in Schweden geltenden Steuerbefreiung für Veräußerungsgewinne von bestimmten Kapitalgesellschaften insgesamt 195 Mio €.

Die Einkünfte des niederländischen Tochterunternehmens E.ON Benelux Generation N.V. (E.ON Benelux), Voorburg, Niederlande, im Teilkonzern E.ON Energie haben im Zeitraum von 1998 bis 2001 nicht der Besteuerung unterlegen. Ab dem 1. Januar 2002 kommt der reguläre Steuersatz von 34,5 Prozent zur Anwendung. Die erforderliche Neubewertung der Aktiva führte im Vorjahr zu einem erstmaligen Ansatz von aktiven latenten Steuern in Höhe von 201 Mio €. Zum 31. Dezember 2003 beliefen sich die aktiven latenten Steuern bei der E.ON Benelux auf 180 Mio €.

Aufgrund der Wertberichtigung und des Abgangs von Wertpapieren ergab sich im Vorjahr ein Ertrag in Höhe von 613 Mio € aus der Auflösung der im Eigenkapital (Other Comprehensive Income) erfassten latenten Steuern. Diese im Eigenkapital erfassten latenten Steuern hatten in der Vergangenheit aufgrund von Steuerrechtsänderungen den Steueraufwand beeinflusst.

Vor dem Hintergrund der positiven Entwicklung in drei Musterprozessen vor deutschen Finanzgerichten wurde 2001 eine Steuerrückstellung aufgelöst, die in der Vergangenheit für mögliche Mehrbelastungen aufgrund von Gewinnabführungen von ehemals gemeinnützigen Wohnungsunternehmen gebildet worden war. Der inländische Körperschaftsteueraufwand wurde dadurch 2001 um 527 Mio € reduziert. Der Bundesfinanzhof hat im Dezember 2002 die Entscheidungen der Vorinstanz bestätigt. Rechtskräftige Steuerbescheide für E.ON wurden noch nicht erlassen.

Durch das im Jahr 2002 in Kraft getretene Flutopfersolidaritätsgesetz wurde der Körperschaftsteuersatz für das Jahr 2003 von 25,0 auf 26,5 Prozent erhöht. Im Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2002 führte dies zu einem latenten Steuerertrag von 2 Mio €. Dieser Effekt resultierte aus der Umbewertung von latenten Steuern, soweit deren Realisierung 2003 dem geänderten Steuersatz unterlag. Ab dem Veranlagungszeitraum 2004 gilt wieder der Steuersatz von 25 Prozent.

Die Unterschiede zwischen dem für 2003 in Deutschland geltenden Körperschaftsteuersatz von 26,5 Prozent (2002: 25,0 Prozent) und dem effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-ertrag/-satz

	2003		2002	
	in Mio €	%	in Mio €	%
Körperschaftsteuer	1.468	26,5	-190	25,0
Körperschaftsteuerminderung für ausgeschüttete Dividenden ¹⁾	-	-	-179	23,6
Deutsche Gewerbesteuer, nach Körperschaftsteuer	72	1,3	113	-14,9
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	74	1,3	-44	5,8
Änderungen der Wertberichtigung	543	9,8	-83	10,9
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts ²⁾	60	1,1	-2	0,3
Steuereffekte auf:				
Steuerfreies Einkommen	-415	-7,5	-489	64,5
Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-163	-2,9	-330	43,5
Nicht abziehbare Goodwill-Abschreibungen	-	-	717	-94,5
Sonstiges ³⁾	-515	-9,3	-175	23,1
Effektiver Steueraufwand/-ertrag/-satz	1.124	20,3	-662	87,3

1) Der Steuerminderungsbetrag aufgrund der Dividende für das Geschäftsjahr 2001 entsteht nach US-GAAP erst 2002.

2) Im Jahr 2003: insbesondere auch temporäre Abweichungen aufgrund der Differenz zwischen latentem Körperschaftsteuersatz von 25 Prozent und geltendem Körperschaftsteuersatz von 26,5 Prozent in Deutschland

3) Im Jahr 2003: insbesondere Steuererträge aufgrund permanenter Abweichungen zur Steuerbilanz (-114 Mio €), Konkretisierung latenter (-105 Mio €) und originärer (-65 Mio €) Steuern für Vorjahre, Entkonsolidierung (-75 Mio €) und anrechenbarer ausländischer Quellensteuer (-19 Mio €)

146 Anhang

Im Rahmen des Erwerbes der Ruhrgas im laufenden Geschäftsjahr ergaben sich aus der Kaufpreisverteilung passive latente Steuern zum 31. Dezember 2003 in Höhe von 1.395 Mio €.

Aus der Kaufpreisverteilung für Powergen und für die erworbenen Geschäftsaktivitäten von TXU Europe haben sich passive latente Steuern zum 31. Dezember 2002 in Höhe von insgesamt 28 Mio € ergeben. Aus dem Erwerb von TXU Europe resultierte ein steuerlich abzugsfähiger Goodwill in Höhe von 2.640 Mio €.

Die Ertragsteuern, die im Zusammenhang mit den nicht fortgeführten Aktivitäten stehen, werden gesondert in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ ausgewiesen (vgl. auch Textziffer 4) und ergeben sich wie folgt:

Steueraufwand aus nicht fortgeführten Aktivitäten		
in Mio €	2003	2002
VEBA Oel	2	5
Stinnes	-	125
Degussa-Aktivitäten	-	59
Viterra Energy Services/ Viterra Contracting	17	39
VAW	-	10
MEMC	9	-
Gelsenwasser	24	17
Summe	52	255

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit teilt sich auf das In- und Ausland wie folgt auf:

Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		
in Mio €	2003	2002
Inland	3.411	620
Ausland	2.127	-1.379
Summe	5.538	-759

Es ergeben sich folgende aktive und passive latente Steuern zum 31. Dezember 2003 und 2002, die überwiegend langfristig sind:

Aktive und passive latente Steuern		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
Aktive latente Steuern		
Immaterielle Vermögensgegenstände	144	31
Sachanlagen	516	575
Finanzanlagen	427	231
Vorräte	21	48
Forderungen	90	110
Rückstellungen	3.989	3.130
Verbindlichkeiten	1.600	1.343
Verlustvorträge	1.184	1.136
Steuergutschriften	35	22
Sonstige	280	424
Zwischensumme	8.286	7.050
Wertberichtigung	-726	-166
Summe	7.560	6.884
Passive latente Steuern		
Immaterielle Vermögensgegenstände	788	880
Sachanlagen	5.907	4.577
Finanzanlagen	630	532
Vorräte	96	31
Forderungen	1.694	1.048
Rückstellungen	1.021	729
Verbindlichkeiten	1.522	1.753
Sonstige	642	454
Summe	12.300	10.004
Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto	-4.740	-3.120

Der Nettobetrag der aktiven und passiven latenten Steuern ergibt sich wie folgt:

Nettobetrag der aktiven und passiven latenten Steuern				
in Mio €	31. Dezember 2003		31. Dezember 2002	
	Summe	Davon langfristig	Summe	Davon langfristig
Aktive latente Steuern	2.251	2.123	3.208	2.775
Wertberichtigung	-726	-722	-166	-154
Nettobetrag der aktiven latenten Steuern	1.525	1.401	3.042	2.621
Abzüglich passive latente Steuern	6.265	5.744	6.162	5.863
Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto	-4.740	-4.343	-3.120	-3.242

Aufgrund der Ergebnisse der Tochterunternehmen in der Vergangenheit und der Erwartungen hinsichtlich ähnlicher Ergebnisse in der Zukunft ist es wahrscheinlich, dass das künftige steuerpflichtige Einkommen der Tochterunternehmen zur Realisierung der aktiven latenten Steuern grundsätzlich ausreicht. Für den Teil der aktiven latenten Steuern, für den diese Annahmen nicht zutreffen, wurde eine Wertberichtigung vorgenommen.

Durch das Korb-II-Gesetz ist das System der Verlustbehandlung im deutschen Steuerrecht geändert worden. Zukünftig sind Verlustvorträge unter Berücksichtigung eines Sockelbetrages von 1 Mio € nur noch zu 60 Prozent des zu versteuernden Einkommens verrechenbar. Diese körperschaftsteuerliche Regelung zur Mindestbesteuerung tritt mit Wirkung zum 1. Januar 2004 in Kraft und gilt entsprechend für gewerbsteuerliche Verlustvorträge.

Die steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
Inländische Verlustvorträge	6.118	5.773
Ausländische Verlustvorträge	513	750
Summe	6.631	6.523

Die inländischen Verlustvorträge sind auch nach Einführung der Mindestbesteuerung zeitlich unbegrenzt vortragsfähig. Aufgrund der zeitlich verzögerten Nutzungsmöglichkeit wurden die aktiven latente Steuern auf körperschaftsteuerliche Verlustvorträge in Höhe von 200 Mio € und auf gewerbsteuerliche Verlustvorträge in Höhe von 288 Mio € wertberichtigt. Von den ausländischen Verlustvorträgen verfallen 10 Mio € im Jahr 2004, 60 Mio € verfallen zwischen 2005 und 2008, 388 Mio € verfallen nach 2008 und 55 Mio € haben keine Verfallzeiten.

Die Steuergutschriften in Höhe von 35 Mio € betreffen ausschließlich das Ausland. Von den Steuergutschriften verfallen 5 Mio € im Jahr 2004, 9 Mio € verfallen zwischen 2005 und 2008, 7 Mio € verfallen nach 2008 und 14 Mio € haben keine Verfallzeiten.

(9) Konzernfremden Gesellschaftern zustehendes Ergebnis

Der den konzernfremden Gesellschaftern zustehende Anteil am Jahresergebnis betrifft mit 552 Mio € (2002: 717 Mio €) den Anteil am Jahresüberschuss und mit 88 Mio € (2002: 94 Mio €) den Anteil am Jahresfehlbetrag voll konsolidierter Tochterunternehmen.

Die Anteile Konzernfremder am Jahresergebnis haben sich im Berichtsjahr vor allem aufgrund der Entkonsolidierung von Degussa vermindert.

148 Anhang

(10) Personalbezogene Angaben

Personalaufwand

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand		
in Mio €	2003	2002
Löhne und Gehälter	3.500	4.712
Soziale Abgaben	590	835
Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung, davon für Altersversorgung 678 (2002: 707)	816	816
Summe	4.906	6.363

Im Jahr 2003 wurden für die Ausgabe von Belegschaftsaktien im Konzern von einer Tochtergesellschaft insgesamt 196.920 Aktien bzw. 0,03 Prozent der Aktien der E.ON AG (2002: 218.305 bzw. 0,03 Prozent) zu einem durchschnittlichen Anschaffungspreis von 46,16 € (2002: 45,36 €) je Aktie erworben, die zu Vorzugspreisen zwischen 22,85 € und 41,85 € (2002: zwischen 24,38 € und 44,91 €) an die Mitarbeiter weitergegeben wurden. Der Unterschiedsbetrag zwischen dem Anschaf-

fungspreis durch den Arbeitgeber und dem Vorzugspreis der ausgegebenen Belegschaftsaktien wird als Personalaufwand erfasst. Zur Entwicklung des Bestands an eigenen Aktien der E.ON AG werden weitere Informationen unter Textziffer 18 gegeben.

Im Geschäftsjahr 2003 hat Powergen ein Belegschaftsaktienprogramm auf Aktien der E.ON AG aufgelegt. Arbeitnehmer erhalten damit die Möglichkeit, E.ON-Aktien aus ihrem unversteuerten Gehalt zu erwerben und zusätzlich Bonus-Aktien zu beziehen. Der Aufwand aus der Ausgabe der Bonus-Aktien wird ebenfalls als Personalaufwand erfasst.

Virtuelles Aktienoptionsprogramm der E.ON AG

Der E.ON Konzern hat erstmals 1999 ein virtuelles Aktienoptionsprogramm (Stock Appreciation Rights, SAR) aufgelegt, das auf Aktien der E.ON AG basiert. Im Jahr 2003 wurde das Programm durch die Ausgabe einer fünften Tranche fortgesetzt.

Nachdem die erste Tranche (1999 bis 2003) im Vorjahr vollständig ausgeübt wurde, bestehen damit im Geschäftsjahr 2003 noch Verpflichtungen aus der zweiten bis fünften Tranche, die wie folgt gekennzeichnet sind:

Stock Appreciation Rights der E.ON AG				
	5. Tranche	4. Tranche	3. Tranche	2. Tranche
Ausgabedatum	2. Jan. 2003	2. Jan. 2002	2. Jan. 2001	3. Jan. 2000
Laufzeit	7 Jahre	7 Jahre	7 Jahre	7 Jahre
Sperrfrist	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre
Basiskurs (in €)	42,11	54,95	62,95	48,35
Teilnehmer im Jahr der Ausgabe	343	186	231	155
Anzahl ausgegebener Optionen (in Mio)	2,5	1,6	1,8	1,4
Ausübungsschwelle (Kursanstieg gegenüber Basiskurs in %)	10	10	20	20
Ausübungsschwelle (Mindestkurs in €)	46,32	60,45	75,54	58,02
Innerer Wert zum 31. Dezember 2003 (in €)	9,63	-3,21	-11,21	3,39
Restbestand SARs zum 31. Dezember 2003 (in Mio)	2,5	1,6	1,3	0,8
Rückstellung zum 31. Dezember 2003 (in Mio €)	12,2	-	-	2,7
Ausübungsgewinne im Geschäftsjahr 2003 (in Mio €)	-	-	-	-
Aufwand im Geschäftsjahr 2003 (in Mio €)	12,2	-	-	2,7

Teilnehmer am SAR-Programm der E.ON AG sind alle Vorstandsmitglieder der E.ON AG und bestimmte Führungskräfte der E.ON AG sowie der Teilkonzerne E.ON Energie mit Sydkraft, Powergen mit LG&E Energy, Ruhrgas und Viterra. Ruhrgas hat ihr im Jahr 2002 aufgelegtes Phantom-Stock-Optionsprogramm im Berichtsjahr beendet und sämtliche Verpflichtungen daraus erfüllt. Die betreffenden Aufwendungen in Höhe von 0,8 Mio € werden innerhalb des Personalaufwands ausgewiesen. Die selbst börsennotierte Degussa hat ihr eigenes SAR-Programm im Berichtsjahr ebenfalls beendet und sämtliche Verpflichtungen erfüllt.

Voraussetzung für die Gewährung von SARs ist der Besitz einer bestimmten Anzahl von Aktien der E.ON AG, die bis zum Verfalltag bzw. bis zur vollständigen Ausübung der ausgegebenen SARs gehalten werden müssen.

Die SARs können von den Berechtigten nach Ablauf der Sperrfrist von zwei Jahren bis zum Ende der Laufzeit insgesamt oder teilweise in bestimmten Ausübungszeiträumen, jeweils vier Wochen nach Veröffentlichung eines Zwischenberichts oder Konzernabschlusses der E.ON AG, ausgeübt werden. Die Laufzeit der Optionen ist auf insgesamt 7 Jahre beschränkt.

Die Ausübung ist an zwei Bedingungen geknüpft:

- Die Kursentwicklung der Aktie der E.ON AG hat zwischen Ausgabe und Ausübung der SARs die Kursentwicklung des Stoxx Utility Suppliers Price-Index an mindestens zehn aufeinander folgenden Handelstagen übertroffen, und
- der Aktienkurs der E.ON AG liegt bei Ausübung mindestens 10,0 Prozent (zweite und dritte Tranche 20,0 Prozent) über dem Basiskurs.

Die am letzten Ausübungstag der jeweiligen Tranche nicht ausgeübten SARs gelten automatisch als an diesem Tag ausgeübt.

Der Berechtigte erhält bei Ausübung von SARs eine Barvergütung. Bei der Berechnung dieser Vergütung werden mögliche Verwässerungseffekte infolge von Kapitalmaßnahmen und außerordentlichen Dividendenzahlungen zwischen Ausgabe und Ausübung der Optionen berücksichtigt.

Der Ausübungsgewinn entspricht der Differenz zwischen dem Aktienkurs der E.ON AG bei Ausübung und dem Basiskurs, multipliziert mit der Anzahl der ausgeübten Optionen.

Der Basiskurs entspricht seit der vierten Tranche dem Mittelwert der XETRA-Schlusskurse der Aktie der E.ON AG im

Dezember des Vorjahres. Bei den Tranchen zwei und drei entspricht der Basiskurs dem Aktienkurs bei Ausgabe.

Die ausgegebenen SARs sind nicht übertragbar und können bei Ausscheiden des Berechtigten aus dem Konzern entweder gemäß den Optionsbedingungen zum nächstmöglichen Termin oder unter bestimmten Voraussetzungen vorzeitig ausgeübt werden. Bei Ausscheiden auf Wunsch des Berechtigten verfallen die SARs, sofern die Sperrfrist noch nicht überschritten ist oder der nächstmögliche Ausübungstermin nicht wahrgenommen wird.

Im Geschäftsjahr 2003 wurden 9.902 SARs der fünften Tranche außerplanmäßig ausgeübt. Die Summe der Ausübungsgewinne für die Begünstigten betrug 26.220 €. Die inneren Werte der SARs aus der dritten und vierten Tranche waren zum Bilanzstichtag negativ, so dass für die Verpflichtungen hieraus keine Rückstellungen zu bilden waren. Die inneren Werte der zweiten und fünften Tranche betrugen 3,39 € bzw. 9,63 € je SAR. Entsprechend wurde eine Rückstellung von 14,9 Mio € aufwandswirksam gebildet.

Der Bestand an SARs aus dem Programm der E.ON AG hat sich seit 2000 wie folgt entwickelt:

Entwicklung des SAR-Programms der E.ON AG				
Anzahl der Optionen	5. Tranche	4. Tranche	3. Tranche	2. Tranche
Bestand 1. Januar 2000	-	-	-	-
Ausgegeben 2000	-	-	-	1.461.800
Ausgeübt 2000	-	-	-	-
Verfallen 2000	-	-	-	18.000
Bestand 31. Dezember 2000	-	-	-	1.443.800
Ausgegeben 2001	-	-	1.822.620	-
Ausgeübt 2001	-	-	-	35.000
Verfallen 2001	-	-	-	63.000
Bestand 31. Dezember 2001	-	-	1.822.620	1.345.800
Ausgegeben 2002	-	1.646.419	-	-
Ausgeübt 2002	-	-	-	220.150
Verfallen 2002	-	-	-	-
Veränderungen des Konsolidierungskreises	-	-	-504.720	-301.000
Bestand 31. Dezember 2002	-	1.646.419	1.317.900	824.650
Ausgegeben 2003	2.545.191	15.000	-	-
Ausgeübt 2003	9.902	-	-	-
Verfallen 2003	-	-	-	-
Veränderungen des Konsolidierungskreises	-	-46.000	-17.000	-26.800
Bestand 31. Dezember 2003	2.535.289	1.615.419	1.300.900	797.850
Ausübungsfähige SARs zum Jahresende	-	-	-	-

150 Anhang

Die Veränderungen des Konsolidierungskreises betreffen in 2003 die nicht fortgeführten Aktivitäten Viterra Energy Services und Gelsenwasser sowie im Vorjahr fast ausschließlich VEBA Oel. Zum Bilanzstichtag waren die SARs sämtlicher Tranchen nicht ausübungsfähig, weil die Sperrfristen noch nicht abgelaufen (fünfte Tranche) oder die Ausübungshürden noch nicht überwunden waren (Tranchen zwei bis vier).

Für zukünftige Tranchen ist die Einführung einer Obergrenze für die Optionsgewinne vorgesehen, um den Effekt aus außerordentlichen, nicht vorhergesehenen Entwicklungen nach oben hin zu begrenzen. Bei negativen Effekten solcher Ereignisse ist eine Anpassung zugunsten der Begünstigten unverändert nicht vorgesehen.

Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte die Gesellschaft durchschnittlich 64.969 Mitarbeiter. Dabei sind 2.261 (2002: 4.419) Auszubildende nicht berücksichtigt. Mitarbeiter der nicht fortgeführten Aktivitäten sind in den Mitarbeiterzahlen nicht enthalten. Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter	2003	2002
E.ON Energie	41.691	39.277
Ruhrgas	10.207	-
Powergen	10.558	9.973
Sonstige	594	602
Kerngeschäft Energie	63.050	49.852
Viterra	1.919	2.449
Degussa	-	45.821
Weitere Aktivitäten	1.919	48.270
Summe	64.969	98.122

(11) Sonstige Angaben

Materialaufwand

Der Materialaufwand beträgt 28.848 Mio € (2002: 18.082 Mio €).

Sonstige Steuern

Die sonstigen Steuern betragen insgesamt 155 Mio € (2002: 54 Mio €) und betreffen sowohl im Berichts- als auch im Vorjahr vor allem Grundsteuern sowie Grunderwerbsteuern.

Deutscher Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON AG haben die nach § 161 AktG i.V.m. § 15 EGAktG vorgeschriebene Erklärung am 11. Dezember 2003 abgegeben und den Aktionären durch Veröffentlichung auf der Internet-Seite der Gesellschaft (www.eon.com) dauerhaft zugänglich gemacht. Darüber hinaus haben die Vorstände und Aufsichtsräte der folgenden börsennotierten Gesellschaften des E.ON-Konzerns entsprechende Erklärungen abgegeben und auf ihren Internet-Seiten zugänglich gemacht:

- CONTIGAS Deutsche Energie-AG, 23. Dezember 2003, www.contigas.de;
- E.ON Bayern AG, 9. Dezember 2003, www.eon-bayern.com;
- G. Kromschroder AG, 15. Dezember 2003, www.kromschroeder.de;
- Thüga Aktiengesellschaft, 23. Dezember 2003, www.thuega.de.

Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Während des Geschäftsjahres 2003 wurden der Gesellschaft von ihrem Abschlussprüfer, PwC Deutsche Revision AG (PwC), die folgenden Honorare in Rechnung gestellt:

Honorare des Abschlussprüfers	2003
in Mio €	
Prüfung	31
Prüfungsnahe Leistungen	5
Steuerberatung	2
Übrige Leistungen	2
Summe	40

Die Prüfungshonorare umfassen vor allem die Honorare für die Konzern-Abschlussprüfung, die prüferische Durchsicht von Zwischenabschlüssen sowie die Prüfung der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlüsse der E.ON AG und ihrer verbundenen Unternehmen. Des Weiteren sind hier Honorare für Prüfungen im Zusammenhang mit der Erfüllung von Einreichungspflichten bei Behörden und der Einhaltung anderer gesetzlicher Bestimmungen sowie für Prüfungen von IT- sowie Internal-Control-Systemen und Risikomanagementsystemen enthalten.

Die Honorare für prüfungsnahe Leistungen entfallen vor allem auf Leistungen im Zusammenhang mit der Umsetzung des Sarbanes-Oxley Act (Section 404) sowie auf Due-Diligence-Leistungen im Zusammenhang mit Akquisitionen und Desinvestitionen, die Beratung hinsichtlich der Bilanzierung laufender oder geplanter Transaktionen, Prüfungen bezüglich der Einhaltung bestimmter vertraglicher Vereinbarungen sowie die Prüfung von Pensionsplänen.

Die Honorare für Steuerberatung entfallen vor allem auf die laufende Beratung im Zusammenhang mit der Erstellung von Steuererklärungen und Prüfung von Steuerbescheiden sowie auf die Einzelfallberatung im Zusammenhang mit

M & A-Transaktionen, Konzernfinanzierungen und die Beratung in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten.

Die übrigen Honorare betreffen im Wesentlichen Beratungsleistungen im Zusammenhang mit der Umsetzung von Risk-Management-Prozessen sowie der Beratung bei der Auswahl von IT-Systemen.

(12) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) für den Konzernüberschuss wird wie folgt berechnet:

Ergebnis je Aktie		
in Mio €	2003	2002
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.950	-720
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1.137	3.306
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-440	191
Konzernüberschuss	4.647	2.777
Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt in Mio)	654	652
Ergebnis je Aktie (in €)		
aus fortgeführten Aktivitäten	6,04	-1,10
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1,74	5,07
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-0,67	0,29
aus Konzernüberschuss	7,11	4,26

Die Ermittlung des verwässerten Gewinns je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Gewinns je Aktie, da die E.ON AG keine umwandelbaren Wertpapiere ausgegeben hat.

152 Anhang

(13) Anlagevermögen

Die nachfolgende Tabelle beinhaltet die Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr:

in Mio €	Anlagevermögen							31. Dezember 2003
	1. Januar 2003	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsoli- dierungs- kreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchun- gen	Außer- plan- mäßige Wertmin- derungen	
Goodwill	15.270	-1.024	100	237	15	-298	-	14.270
Immaterielle Vermögensgegenstände	5.380	-99	-395	189	31	305	3	5.346
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände	11	-	-9	1	-	-3	-	-
Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände	20.661	-1.123	-304	427	46	4	3	19.616
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten	21.654	-272	-2.203	196	521	372	41	19.185
Technische Anlagen und Maschinen	66.667	-1.545	88	1.714	564	3.467	1	69.826
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3.915	-127	-910	217	154	265	-	3.206
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	1.940	-110	-544	819	99	-673	-	1.333
Sachanlagen	94.176	-2.054	-3.569	2.946	1.338	3.431	42	93.550
Anteile an verbundenen Unternehmen	753	-7	-233	243	274	178	23	637
Anteile an assoziierten Unternehmen	7.703	-51	4.785	1.586	2.910	-166	43	10.904
Übrige Beteiligungen	5.644	-14	-2.064	373	277	-560	29	3.073
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	588	-	18	97	21	12	-	694
Ausleihungen an Beteiligungsunternehmen	481	-3	25	62	238	12	14	325
Sonstige Ausleihungen Summe	1.011	2	-171	89	130	-	-	801
Wertpapiere des Anlagevermögens	1.462	-10	-7	135	790	-111	1	678
Finanzanlagen	17.642	-83	2.353	2.505	4.640	-635	110	17.112
Summe	132.479	-3.260	-1.520	5.958	6.024	2.800	155	130.278

Die dargestellten kumulierten Anschaffungs- und Herstellungskosten sind zum 31. Dezember 2003 um aufgelaufene außerplanmäßige Wertminderungen in Höhe von 2.667 Mio € (2002: 3.912 Mio €) vermindert.

a) Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände

Goodwill

Die Veränderungen des Goodwill je Segment lassen sich für das Geschäftsjahr wie folgt darstellen:

Entwicklung des Goodwill nach Segmenten								
in Mio €	E.ON Energie	Ruhrgas	Power- gen	Kern- geschäft Energie	Viterra	Degussa	Weitere Aktivi- täten	Summe
Nettobuchwert, 1. Januar 2003	2.958	-	8.653	11.611	17	2.884	2.901	14.512
Zugänge/Abgänge	761	3.006	8	3.775	-7	-2.883	-2.890	885
Sonstige Veränderungen ¹⁾	-494	-1	-946	-1.441	-	-1	-1	-1.442
Nettobuchwert, 31. Dezember 2003	3.225	3.005	7.715	13.945	10	-	10	13.955

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Umbuchungen und Wechselkursdifferenzen des Berichtsjahres.

Kumulierte Abschreibungen									Nettobuchwerte		
	1. Januar 2003	Wäh- rungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zuschrei- bungen	Verände- rung OCI	31. Dezember 2003	31. Dezember 2003	31. Dezember 2002
	758	-3	-558	-	5	123	-	-	315	13.955	14.512
	859	-6	-235	370	11	255	-	-	1.232	4.114	4.521
	4	-	-4	-	-	-	-	-	-	-	7
	1.621	-9	-797	370	16	378	-	-	1.547	18.069	19.040
	7.634	-136	-1.221	377	243	141	-	-	6.552	12.633	14.020
	41.310	-660	-2.879	2.068	324	2.452	-	-	41.967	27.859	25.357
	2.790	-109	-768	175	134	223	-	-	2.177	1.029	1.125
	15	-	-1	11	9	2	-	-	18	1.315	1.925
	51.749	-905	-4.869	2.631	710	2.818	-	-	50.714	42.836	42.427
	116	-1	-51	-	29	4	-	-	39	598	637
	526	-10	-70	116	43	-112	-	129	536	10.368	7.177
	54	2	3	-	15	16	-	-980	-920	3.993	5.590
	-	-	-1	-	-	-	-	-	-1	695	588
	20	-	-	-	2	11	-	-	29	296	461
	12	-	-1	-	5	1	-	-	7	794	999
	-57	-	17	-	54	-114	-	-95	-303	981	1.519
	671	-9	-103	116	148	-194	-	-946	-613	17.725	16.971
	54.041	-923	-5.769	3.117	874	3.002	-	-946	51.648	78.630	78.438

Im Rahmen des jährlichen Impairment-Tests werden die Marktwerte der Reporting Units mittels Bewertungsverfahren, die die Daten der aktuellen Mittelfristplanung für interne Berichtszwecke der Gesellschaft heranziehen, ermittelt. Das Bewertungsmodell verwendet die Discounted Cash Flow-Methode und Marktvergleiche. Da bei Gegenüberstellung der so ermittelten Marktwerte mit den Buchwerten der Reporting Units die Marktwerte sämtlich über den entsprechenden Buchwerten lagen, war keinerlei Wertberichtigung auf Goodwill im Rahmen des jährlichen Goodwill-Impairment-Tests erforderlich.

Darüber hinaus ist der Goodwill einzelner Reporting Units bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des Marktwertes der jeweiligen Reporting Unit führen können, auch unterjährig einer Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen.

Im Geschäftsjahr 2003 wurden keinerlei Ereignisse identifiziert, die zu einem unterjährigen Impairment führten.

Im Zeitpunkt des Erwerbs wurde ein Impairment-Test auf der Ebene der Reporting Units im Segment Powergen durchgeführt. Mit Wirkung zum 1. Juli 2002 erfolgte die Erstkonsolidierung von Powergen. Seit dem bedingten Übernahmeangebot an die Powergen-Aktionäre im April 2001, in dem der Kaufpreis festgelegt worden war, hatte sich das Markt-

umfeld von Powergens Aktivitäten in Großbritannien und den USA erheblich verschlechtert: In der Erzeugung in Großbritannien waren die Großhandelspreise um fast 25 Prozent zurückgegangen, im unregulierten US-Geschäft lag das Ergebnis aufgrund niedrigerer Strompreise und höherer Brennstoffkosten unter dem Niveau der Vorjahre. LG&E Energy ist zusätzlich in der Gasverteilung in Argentinien engagiert. Dort hatte die andauernde Wirtschaftskrise zu einer starken Abwertung des Peso und einer rückläufigen Konjunktur geführt. Aufgrund dieser Faktoren wurden die erworbenen Reporting Units einem unterjährigen Impairment-Test unterzogen, aus dem sich eine Wertberichtigung in Höhe von insgesamt 2,4 Mrd € ergab.

Die Gesellschaft war zudem im Rahmen der Erstanwendung von SFAS 142 verpflichtet, die Firmenwerte sämtlicher Reporting Units im Rahmen des oben beschriebenen Impairment-Tests auf ihre Werthaltigkeit zum 1. Januar 2002 hin zu überprüfen. Da die Marktwerte der Reporting Units sämtlich über den entsprechenden Buchwerten lagen, war keinerlei Wertberichtigung auf Goodwill im Rahmen des erstmaligen Goodwill-Impairment-Tests erforderlich.

154 Anhang

Immaterielle Vermögensgegenstände

Zum 31. Dezember 2003 setzen sich die immateriellen Vermögensgegenstände (außer Goodwill) der Gesellschaft einschließlich geleisteter Anzahlungen wie folgt zusammen:

Immaterielle Vermögensgegenstände			
in Mio €	31. Dezember 2003		
	Anschaffungskosten	Kumulierte Abschreibungen	Nettobuchwert
Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer			
Marketingbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	221	35	186
davon Marken	221	35	186
Kundenbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	2.270	422	1.848
davon Kundenlisten	1.584	273	1.311
Verträge und ähnliche Kundenbeziehungen	570	115	455
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögensgegenstände	1.527	498	1.029
davon Konzessionen	1.235	344	891
Technologiebezogene immaterielle Vermögensgegenstände	375	277	98
davon Computer-Software	301	228	73
Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	953	-	953
davon Grunddienstbarkeiten (z. B. Überspannungsrechte)	647	-	647
Wassernutzungsrechte	142	-	142
Summe	5.346	1.232	4.114

Im Geschäftsjahr 2003 wurden die folgenden immateriellen Vermögensgegenstände erworben:

Im Jahr 2003 erworbene immaterielle Vermögensgegenstände		
	Anschaffungskosten in Mio €	Gewogene durchschnittliche Nutzungsdauer in Jahren
Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer		
Marketingbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	50	5
davon Marken	50	5
Kundenbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	337	24
davon Verträge und ähnliche Kundenbeziehungen	337	24
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögensgegenstände	31	3
Technologiebezogene immaterielle Vermögensgegenstände	82	5
davon Computer-Software	72	5
Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	370	-
davon Grunddienstbarkeiten	191	-
Wassernutzungsrechte	142	-
Summe	870	-

Die vorstehende Tabelle beinhaltet sowohl die 2003 einzeln erworbenen als auch die im Rahmen von Unternehmenserwerben zugegangenen immateriellen Vermögensgegenstände.

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände im Jahr 2003 beliefen sich auf 370 Mio € (2002: 288 Mio €); außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände – außer Goodwill – wurden in Höhe von 3 Mio € vorgenommen (2002: 0 Mio €).

Auf Basis des Bestands an immateriellen Vermögensgegenständen mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden die folgenden Abschreibungsbeträge für die folgenden fünf Berichtsjahre erwartet:

Voraussichtlicher Abschreibungsaufwand	
in Mio €	
2004	328
2005	274
2006	251
2007	237
2008	219
Summe	1.309

Diese Schätzungen können insbesondere aufgrund von Akquisitionen und Veräußerungen von den tatsächlichen Beträgen in der Zukunft abweichen.

Im Rahmen der Erstanwendung von SFAS 142 waren zum 1. Januar 2002 die Nutzungsdauern sämtlicher immaterieller Vermögensgegenstände zu überprüfen. Dabei wurden zum 1. Januar 2002 immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer in Höhe von insgesamt 488 Mio € identifiziert, die fortan nicht mehr planmäßig abgeschrieben wurden. Diese beinhalten im Wesentlichen in Grundbüchern eingetragene Überspannungsrechte, die E.ON auf unbegrenzte Dauer zur Verfügung stehen. Vor der Einführung von SFAS 142 wurden diese Überspannungsrechte planmäßig über 40 Jahre abgeschrieben. Ferner wurde die Nutzungsdauer des Konzessionsrechts zur wirtschaftlichen Verwertung der Wasserkraft am Rhein-Main-Donau-Kanal, entsprechend der vertraglichen Laufzeit, von 40 Jahren auf 49 Jahre verlängert. Zum 1. Januar 2002 betrug der Buchwert dieses Konzessionsrechts 770 Mio €.

Mit der Erstanwendung von SFAS 142 wurden alle im Zusammenhang mit Unternehmenszusammenschlüssen vor dem 1. Juli 2001 erworbenen immateriellen Vermögensgegenstände auf die in SFAS 141 beschriebenen Voraussetzungen für einen separaten, vom Goodwill getrennten Ausweis überprüft. Aufgrund dieser Überprüfung wurden nicht länger als immaterielle Vermögensgegenstände auszuweisende Beträge in Höhe von 24 Mio € zum 1. Januar 2002 in Goodwill reklassifiziert.

b) Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 22 Mio € (2002: 34 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert. In Höhe von 42 Mio € (2002: 28 Mio €) wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen vorgenommen.

Es bestanden im Jahr 2003 Veräußerungsbeschränkungen in Höhe von 5.469 Mio € (2002: 6.321 Mio €), die sich überwiegend auf Grundstücke sowie technische Anlagen und Maschinen beziehen. Für weitere Informationen zu besicherten Sachanlagen vergleiche Textziffer 25.

Die Umbuchungen bei den technischen Anlagen und Maschinen betreffen vor allem die Berücksichtigung der Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen (Asset Retirement Cost) im Zusammenhang mit der erstmaligen Anwendung von SFAS 143. Zum 1. Januar 2003 wurden auf technische Anlagen und Maschinen Asset Retirement Cost in Höhe von 262 Mio € aktiviert. Auf Anschaffungs- und Herstellungskosten entfielen 2.693 Mio €, die kumulierten Wertberichtigungen betrugen 2.431 Mio €. Durch reguläre Wertberichtigungen und Abgänge aufgrund der Anpassung von Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von rund 150 Mio € reduzierten sich die aktivierten Asset Retirement Cost zum 31. Dezember 2003 auf 112 Mio €.

Gemeinschaftskraftwerke

E.ON besitzt Miteigentumsanteile oder vergleichbare vertragliche Rechte an verschiedenen Gemeinschaftskraftwerken, die von den Gesellschaftern jeweils selbstständig finanziert werden. Diese Kraftwerke unterliegen aufgrund der rechtlichen Konstruktion keiner eigenständigen Bilanzierungspflicht und werden direkt in die Jahresabschlüsse ihrer Gesellschafter einbezogen. Der Anteil von E.ON an den Aufwendungen für diese Einrichtungen ist dementsprechend im Konzernabschluss enthalten.

156 Anhang

Gemeinschaftskraftwerke				
Kraftwerke nach Energieträgern	E.ON-Anteil in %	E.ON Anschaffungs- kosten gesamt in Mio €	E.ON Kumulierte Abschreibungen in Mio €	E.ON Anlagen im Bau in Mio €
Kernenergie				
Isar 2	75,00	2.040	1.859	3
Gundremmingen B	25,00	143	121	-
Gundremmingen C	25,00	143	121	-
Braunkohle				
Lippendorf S	50,00	526	304	4
Steinkohle				
Bexbach 1	25,00	191	180	-
Trimble County (LG&E)	75,00	469	155	7
Rostock	50,38	317	270	-
Wasser/Wind				
Nymölle Havspark/Rödsand	20,00	42	-	-
Nußdorf	53,00	55	40	-
Ering	50,00	31	28	-
Egglfing	50,00	47	42	-

Bei den vorstehend aufgeführten Gemeinschaftskraftwerken handelt es sich nicht um Zweckgesellschaften im Sinne der Definition von FIN 46.

c) Finanzanlagen

Zum 31. Dezember 2003 haben Finanzanlagen in Höhe von 17.725 Mio € Fälligkeiten von mehr als einem Jahr (2002: 16.971 Mio €). Wertberichtigungen wurden in Höhe von 110 Mio € (2002: 1.492 Mio €) vorgenommen.

Die Veränderungen des Konsolidierungskreises bei den assoziierten Unternehmen ergeben sich aus der erstmaligen At-equity-Bewertung von Degussa mit 4,0 Mrd €, der Erstkonsolidierung von Ruhrgas mit 2,4 Mrd € sowie aus dem Abgang bei E.ON Energie mit 1,2 Mrd €, der im Wesentlichen aus der Erstkonsolidierung der bisher at equity bewerteten Anteile an Graninge und JME sowie aus dem Verkauf von swb resultiert.

Durch den Verkauf von 18,1 Prozentpunkten an Degussa ergab sich ein Abgang bei den Anteilen an assoziierten Unternehmen in Höhe von 1,6 Mrd €.

Bei den übrigen Beteiligungen ergeben sich die Veränderungen des Konsolidierungskreises im Wesentlichen aus der Verminderung der Anteile an Gelsenberg und Bergemann mit 3,8 Mrd € als Folge der Erstkonsolidierung von Ruhrgas. Gegenläufig wirkte sich die Erhöhung der Anteile an übrigen Beteiligungen durch die Erstkonsolidierung von Ruhrgas mit 1,8 Mrd € aus, wovon der wesentliche Teil auf die Beteiligung an OAO Gazprom (Gazprom), Moskau, Russische Förderung, entfällt.

Die Abgänge bei den übrigen Beteiligungen in 2003 betreffen vor allem die Veräußerung der Beteiligung an Bouygues Telecom.

Die Abgänge bei den Wertpapieren des Anlagevermögens resultieren im Wesentlichen aus dem Verkauf der Anteile an der HypoVereinsbank.

Anteile an at equity bewerteten Unternehmen

Folgende Aufstellungen geben einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnung sowie der aggregierten Bilanz der at equity bewerteten Unternehmen:

Ergebnisdaten der at equity bewerteten Unternehmen				
in Mio €	2003	davon GFE	2002	davon GFE
Umsatzerlöse	51.096	-	46.260	-
Jahresergebnis	2.258	1	3.246	576
E.ON-Anteil am Jahresergebnis	791	-	1.452	290
Sonstige ¹⁾	-127	-	-128	-109
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	664	-	1.324	181

1) Unter „Sonstige“ fallen überwiegend Anpassungen an E.ON-Bilanzierungsgrundsätze und die Eliminierung von Zwischenergebnissen.

Bilanzdaten der at equity bewerteten Unternehmen				
in Mio €	31. Dezember			
	2003	davon GFE	2002	davon GFE
Anlagevermögen	46.714	-	40.615	-
Umlaufvermögen und sonstige Aktiva	28.109	1	25.892	52
Rückstellungen	24.444	-	20.876	4
Verbindlichkeiten und sonstige Passiva	29.306	-	29.403	3
Eigenkapital	21.073	1	16.228	45
E.ON-Anteil am Eigenkapital	7.699	-	5.615	26
Sonstige ¹⁾	2.678	-	1.656	-10
Buchwert der Anteile an at equity bewerteten Unternehmen	10.377	-	7.271	16

1) Unter „Sonstige“ fallen überwiegend Anpassungen an E.ON-Bilanzierungsgrundsätze, die Eliminierung von Zwischenergebnissen, Unterschiedsbeträge (Goodwill und zugeordnete stille Reserven und Lasten) sowie außerplanmäßige Wertminderungen.

Für GFE werden die aggregierten Angaben zur Gewinn- und Verlustrechnung und Bilanz separat dargestellt, da dieses Investment im Geschäftsjahr 2002 unter den anzuwendenden Regeln der SEC als wesentlich einzustufen war.

Der Rückgang des Ergebnisses aus at equity bewerteten Unternehmen im Vergleich zu 2002 resultiert vor allem aus der im Berichtsjahr von Degussa vorgenommenen Wertberichtigung auf den Geschäftsbereich Feinchemie sowie aus den im Vorjahr hohen Buchgewinnen aus der Veräußerung von Schmalbach-Lubeca durch die AV Packaging und den Verkauf der STEAG-Anteile durch die GFE.

Die von E.ON vereinnahmten Dividenden dieser Unternehmen betragen im Berichtsjahr 683 Mio € (2002: 1.007 Mio €).

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile markt-gängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 2.752 Mio € (2002: 648 Mio €). Diese Anteile weisen Marktwerte von 3.602 Mio € (2002: 1.014 Mio €) auf.

Auf Beteiligungszugänge bei Unternehmen, die at equity bewertet werden, ergaben sich Firmenwerte von insgesamt 157 Mio € (2002: 378 Mio €).

Bei den nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen ergaben sich zum 31. Dezember 2003 kumulierte Abschreibungen auf Firmenwerte in Höhe von 219 Mio € (2002: 526 Mio €).

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 60 Mio € Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

158 Anhang

Übrige Beteiligungen und weiterveräußerbare Wertpapiere des Anlagevermögens

Die fortgeführten Anschaffungskosten und Marktwerte, die Fälligkeiten sowie die unrealisierten Bruttogewinne und -verluste der weiterveräußerbaren Wertpapiere des Anlagevermögens setzen sich zum 31. Dezember 2003 und 2002 wie folgt zusammen:

Übrige Beteiligungen und weiterveräußerbare Wertpapiere des Anlagevermögens								
in Mio €	31. Dezember 2003				31. Dezember 2002			
	Fortgeführte Anschaffungskosten	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Unrealisierter Bruttogewinn	Fortgeführte Anschaffungskosten	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Unrealisierter Bruttogewinn
Wertpapiere mit fester Fälligkeit								
Innerhalb eines Jahres	11	11	-	-	3	3	-	-
Zwischen 1 und 5 Jahren	276	276	-	-	206	207	-	1
Nach 5 Jahren	94	95	-	1	108	103	6	1
Zwischensumme	381	382	-	1	317	313	6	2
Wertpapiere ohne feste Fälligkeit	3.312	4.592	9	1.289	6.567	6.796	-	229
Summe	3.693	4.974	9	1.290	6.884	7.109	6	231

Die fortgeführten Anschaffungskosten sind 2003 um 15 Mio € (2002: 1.480 Mio €) erfolgswirksam wertberichtigt worden.

Aus dem Verkauf von marktgängigen übrigen Beteiligungen und marktgängigen Wertpapieren des Anlagevermögens wurden Veräußerungserlöse in Höhe von 815 Mio € (2002: 791 Mio €) und keine wesentlichen Veräußerungserfolge (2002: 24 Mio €) erzielt. Die Ermittlung der Beträge erfolgt jeweils auf Basis der einzelnen Transaktion.

In den Wertpapieren ohne feste Fälligkeit sind nicht marktgängige Beteiligungen oder Wertpapiere in Höhe von 1.047 Mio € (2002: 5.921 Mio €) enthalten.

Ausleihungen

Die Ausleihungen setzen sich zum 31. Dezember 2003 und 2002 wie folgt zusammen:

Ausleihungen						
	31. Dezember 2003			31. Dezember 2002		
	in Mio €	Zinssatz bis	Fälligkeit bis	in Mio €	Zinssatz bis	Fälligkeit bis
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	695	3,90 %	2015	588	3,90 %	2015
Ausleihungen an Beteiligungsunternehmen	296	4,60 %	2007	461	4,60 %	2007
Sonstige Ausleihungen	794	9,00 %	2010	999	9,00 %	2010
Summe	1.785			2.048		

(14) Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2003 und 2002 wie folgt zusammen:

Vorräte		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe in den Segmenten		
E.ON Energie	972	1.058
Ruhrgas	96	-
Powergen	347	439
Sonstige/Konsolidierung	-12	-18
Kerngeschäft Energie	1.403	1.479
Viterra	98	115
Degussa	-	480
Weitere Aktivitäten	98	595
Summe	1.501	2.074
Unfertige Leistungen	405	463
Erzeugnisse in den Segmenten		
E.ON Energie	-	10
Ruhrgas	38	-
Powergen	-	-
Sonstige/Konsolidierung	4	-
Kerngeschäft Energie	42	10
Viterra	41	163
Degussa	-	924
Weitere Aktivitäten	41	1.087
Summe	83	1.097
Handelswaren	488	206
Vorräte	2.477	3.840

Die Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Abweichend hiervon wird die LIFO-Methode vor allem für die Bewertung der Gasvorräte angewendet. Nach der LIFO-Methode wurden im Berichtsjahr Vorräte in Höhe von 393 Mio € (2002: 102 Mio €) bewertet.

Der Unterschiedsbetrag zwischen der Bewertung nach der LIFO-Methode und den höheren Wiederbeschaffungs-/Wiederherstellungskosten beträgt 195 Mio € (2002: 4 Mio €). Die starke Erhöhung gegenüber dem Vorjahr resultiert aus der erstmaligen Einbeziehung von Ruhrgas.

(15) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände				
in Mio €	31. Dezember 2003		31. Dezember 2002	
	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr
Finanzforderungen gegen verbundene Unternehmen	180	43	331	5
Finanzforderungen gegen Beteiligungsunternehmen	74	6	259	1
Sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	1.139	750	1.194	57
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	1.393	799	1.784	63
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	6.047	6	6.805	55
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	67	-	40	-
Forderungen gegen Beteiligungsunternehmen	781	26	406	-
Rückdeckungsanspruch an die Versorgungskasse Energie VVaG	42	833	32	700
Vermögensgegenstände unter US-Regulierung	-	160	-	212
Sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	6.972	899	8.709	50
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	13.909	1.924	15.992	1.017
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	15.302	2.723	17.776	1.080

160 Anhang

Von den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen sind 2.600 Mio € (2002: 3.949 Mio €) verzinslich.

Im Jahr 2003 enthalten die sonstigen finanziellen Vermögensgegenstände Forderungen gegen Minderheitsgesellschafter der Gemeinschaftskernkraftwerke in Höhe von 720 Mio € (2002: 683 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 28 Mio € (2002: 342 Mio €). Darüber hinaus ist im Zusammenhang mit der erstmaligen Anwendung von SFAS 143 in den sonstigen finanziellen Vermögensgegenständen mit 385 Mio € ein Erstattungsanspruch gegenüber dem schwedischen Nuklearfonds im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken enthalten. Da dieser Vermögensgegenstand zweckgebunden ist, unterliegt er Restriktionen in Hinblick auf die Verfügbarkeit durch die Gesellschaft.

Die Rückdeckungsansprüche an die Versorgungskasse Energie Versicherungsverein auf Gegenseitigkeit (VVaG) decken teilweise die Pensionsverpflichtungen gegenüber Mitarbeitern von E.ON Energie. Bei Eintritt dieser Mitarbeiter in den Ruhestand werden die Leistungen teilweise aus Versicherungsverträgen mit der VVaG gezahlt.

Nach SFAS 71 werden Vermögensgegenstände unter US-Regulierung separat ausgewiesen. Bezüglich weiterer Angaben zu diesen Vermögenswerten wird auf Textziffer 2 verwiesen.

Die sonstigen betrieblichen Vermögensgegenstände enthalten Steuererstattungsansprüche in Höhe von 1.929 Mio €

(2002: 1.803 Mio €), positive Marktwerte derivativer Finanzinstrumente in Höhe von 2.498 Mio € (2002: 1.743 Mio €), Forderungen aus den von E.ON Benelux getätigten Cross-Border-Lease-Transaktionen für Kraftwerke in Höhe von 1.020 Mio € (2002: 1.235 Mio €) sowie Forderungen aus Zinsabgrenzungen in Höhe von 427 Mio € (2002: 299 Mio €). Ferner werden hier zum Bilanzstichtag zum Verkauf bestimmte Vermögensgegenstände in Höhe von 854 Mio € (2002: 4 Mio €) ausgewiesen. Die sonstigen betrieblichen Vermögensgegenstände im Vorjahr enthalten außerdem die Anzahlung für den Erwerb weiterer Anteile an Ruhrgas in Höhe von 1,9 Mrd. €.

Wertberichtigungen auf zweifelhafte Forderungen

Wertberichtigungen auf zweifelhafte Forderungen haben sich wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf zweifelhafte Forderungen		
in Mio €	2003	2002
1. Januar	212	486
Ergebniswirksame Veränderungen	237	-1
Ergebnisneutrale Veränderungen	14	-273
31. Dezember	463	212

Die ergebnisneutralen Veränderungen betreffen Änderungen des Konsolidierungskreises sowie Währungsumrechnungsdifferenzen.

(16) Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

Liquide Mittel		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
Zahlungsmittel mit einer ursprünglichen Fälligkeit bis zu 3 Monaten	3.321	1.342
Barmittel mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten	539	49
Wertpapiere des Umlaufvermögens mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten	6.935	6.994
Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	7.474	7.043
Liquide Mittel	10.795	8.385

In den Zahlungsmitteln mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten sind Barmittel, Schecks, Kassenbestände, Guthaben bei der Bundesbank und anderen Kreditinstituten enthalten. Außerdem werden darunter Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten ausgewiesen.

Die Guthaben bei Kreditinstituten beinhalten 31 Mio € von Banken hinterlegte Sicherheitsleistungen, denen gleich hohe Verbindlichkeiten bei E.ON gegenüberstehen und die insoweit Restriktionen hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit unterliegen.

Weiterveräußerbare Wertpapiere des Umlaufvermögens, bei denen es nicht beabsichtigt ist, sie langfristig zu halten, werden als liquide Mittel ausgewiesen.

Die fortgeführten Anschaffungskosten, die Marktwerte, die unrealisierten Bruttoverluste bzw. -gewinne sowie die Fälligkeiten der weiterveräußerbaren Wertpapiere des Umlaufvermögens mit ursprünglichen Restlaufzeiten von mehr als drei Monaten, die als liquide Mittel klassifiziert sind, setzen sich wie folgt zusammen:

Weiterveräußerbare Wertpapiere des Umlaufvermögens								
in Mio €	31. Dezember 2003				31. Dezember 2002			
	Fortge- führte An- schaffungs- kosten	Marktwert	Unreali- sierter Brutto- verlust	Unreali- sierter Brutto- gewinn	Fortge- führte An- schaffungs- kosten	Marktwert	Unreali- sierter Brutto- verlust	Unreali- sierter Brutto- gewinn
Wertpapiere mit fester Fälligkeit								
Innerhalb eines Jahres	109	112	–	3	802	810	2	10
Zwischen 1 und 5 Jahren	2.215	2.211	27	23	3.315	3.216	122	23
Nach 5 Jahren	1.968	1.935	56	23	450	1.093	3	646
Zwischensumme	4.292	4.258	83	49	4.567	5.119	127	679
Wertpapiere ohne feste Fälligkeit	2.415	2.677	44	306	2.330	1.875	579	124
Summe	6.707	6.935	127	355	6.897	6.994	706	803

Die fortgeführten Anschaffungskosten sind im Jahr 2003 um 18 Mio € (2002: 883 Mio €) erfolgswirksam wertberichtigt worden.

Aus dem Verkauf von marktgängigen Wertpapieren des Umlaufvermögens wurden Veräußerungserlöse von 870 Mio € (2002: 1.304 Mio €) erzielt. Im Berichtsjahr ergaben sich saldierte Veräußerungsgewinne von 85 Mio € (2002: 13 Mio €). Die Ermittlung der Kosten und der realisierten Gewinne und Verluste erfolgt auf Basis von Einzelbewertungen.

Zum 31. Dezember 2003 befanden sich marktgängige Wertpapiere des Umlaufvermögens mit einem Marktwert in Höhe von 77 Mio € seit mehr als 12 Monaten in der Verlustzone. Die für diese Wertpapiere bis zum Stichtag aufgelaufenen

unrealisierten Bruttoverluste beliefen sich auf 15 Mio €. Da sich die Wertentwicklung dieser Wertpapiere nach dem Bilanzstichtag wieder erholte, wurden diese nicht dauerhaft wertberichtigt.

In den Wertpapieren des Umlaufvermögens ohne feste Fälligkeit sind nicht marktgängige Wertpapiere in Höhe von 3 Mio € (2002: 12 Mio €) enthalten.

(17) Rechnungsabgrenzungsposten

Von den aktiven Rechnungsabgrenzungsposten von insgesamt 398 Mio € (2002: 434 Mio €) haben 396 Mio € (2002: 53 Mio €) eine Fälligkeit von unter einem Jahr. Von den passiven Rechnungsabgrenzungsposten von 1.080 Mio € (2002: 1.055 Mio €) haben 374 Mio € (2002: 12 Mio €) eine Fälligkeit von unter einem Jahr.

162 Anhang

(18) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital war unverändert eingeteilt in 692.000.000 auf den Inhaber lautende Stückaktien und betrug 1.799.200.000 €. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 31. Dezember 2003 betrug 656.026.401 (2002: 652.341.876).

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 30. April 2003 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 30. Oktober 2004 eigene Aktien bis zu insgesamt 10,0 Prozent des derzeitigen Grundkapitals zu erwerben.

Zum 31. Dezember 2003 hielt E.ON AG nach Erwerben von 969 (2002: 241.523) Aktien über die Börse, dem Erwerb von 240.000 (2002: 0) Aktien von Tochterunternehmen sowie nach der Ausgabe von 244.796 (2002: 503.434) Aktien an Mitarbeiter zu Vorzugspreisen insgesamt 4.403.342 (2002: 4.407.169) eigene Aktien mit einem Konzernbuchwert von 256 Mio € (entsprechend 0,6 Prozent bzw. einem rechnerischen Anteil von 11.448.689 € des Grundkapitals). Zur Ausgabe von Belegschaftsaktien werden weitere Informationen in Textziffer 10 gegeben.

Weitere 31.570.257 (2002: 35.250.955) Aktien der E.ON AG werden von Tochterunternehmen gehalten. Im Zugangszeitpunkt der Fusion VEBA/VIAG waren diesen Aktien nach US-GAAP keine gesonderten Anschaffungskosten beizumessen.

Genehmigtes Kapital

Auf der Hauptversammlung am 25. Mai 2000 wurde der Vorstand ermächtigt, das Grundkapital um bis zu 180 Mio € (genehmigtes Kapital I) durch Ausgabe neuer Aktien gegen Bareinlage mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre sowie das Grundkapital um bis zu 180 Mio € (genehmigtes Kapital II) durch Ausgabe neuer Aktien gegen Sacheinlage mit Ausschluss des Bezugsrechtes der Aktionäre zu erhöhen. Nach Durchführung einer Kapitalerhöhung im Jahr

2000 beträgt das genehmigte Kapital II nunmehr 150,4 Mio €. Weiterhin wurde der Vorstand ermächtigt, das Grundkapital um bis zu 180 Mio € (genehmigtes Kapital III) durch Ausgabe neuer Aktien gegen Bareinlage zu erhöhen. Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechtes der Aktionäre zu entscheiden. Alle drei Kapitalbeträge sind bis zum 25. Mai 2005 befristet.

Das auf der Hauptversammlung am 25. Mai 2000 beschlossene bedingte Kapital von 75,0 Mio € wurde auf der Hauptversammlung am 30. April 2003 aufgehoben. Stattdessen wurde ein bis zum 30. April 2008 befristetes bedingtes Kapital – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – von 175,0 Mio € zur Ausgabe von Teilschuldverschreibungen mit Wandel- oder Optionsrechten sowie der Erfüllung von Wandlungspflichten gegenüber den Gläubigern von Teilschuldverschreibungen mit Wandlungspflichten auf Aktien der E.ON AG oder von Gesellschaften, an denen E.ON AG unmittelbar oder mittelbar mit Mehrheit beteiligt ist, beschlossen.

Mitteilungen gemäß WpHG

Die Allianz AG, München, teilte der Gesellschaft am 18. August 2003 Folgendes mit: „Hiermit teilen wir Ihnen gemäß § 21 Abs. 1 WpHG mit, dass unser Stimmrechtsanteil an Ihrem Unternehmen am 15. August 2003 die Schwelle von 5 Prozent unterschritten hat und nun 4,20 Prozent beträgt. Davon sind uns 4,18 Prozent der Stimmrechte nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 WpHG und 0,02 Prozent nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 WpHG zuzurechnen.“

Im Geschäftsjahr 2002 hatte die Allianz AG, München, der Gesellschaft am 5. April 2002 folgende Anzeige gemacht: „Hiermit teilen wir Ihnen gemäß § 41 Abs. 2 Satz 1 WpHG mit, dass uns am 1. April 2002 7,64 Prozent der Stimmrechte an Ihrem Unternehmen zustehen. Davon sind uns 7,57 Prozent der Stimmrechte nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 WpHG und 0,06 Prozent nach § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 WpHG zuzurechnen.“

(19) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage stammt ausschließlich aus Agiobeträgen und beläuft sich zum 31. Dezember 2003 auf 11.564 Mio € (2002: 11.402 Mio €). Sie hat sich gegenüber dem Stand zum 31. Dezember 2002 um 162 Mio € erhöht. Diese Erhöhung resultiert im Wesentlichen aus der Ausgabe von 3.440.698 E.ON-Aktien aus dem Bestand von Tochterunternehmen an die Minderheitsaktionäre der E.ON Bayern AG.

(20) Gewinnrücklagen

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

Gewinnrücklagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	16.931	13.427
Summe	16.976	13.472

Für Ausschüttungen an die Aktionäre der E.ON AG stehen nach deutschem Aktienrecht nur die in den Gewinnrücklagen des Konzerns enthaltenen handelsrechtlichen Gewinnrücklagen der E.ON AG zur Verfügung. Diese belaufen sich zum 31. Dezember 2003 auf insgesamt 2.478 Mio € (2002: 1.866 Mio €). Hiervon sind die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2002: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG und die Rücklage für eigene Anteile mit 228 Mio € (2002: 170 Mio €) gemäß § 272 Abs. 4 HGB am Bilanzstichtag nicht ausschüttungsfähig. Damit steht grundsätzlich ein Betrag von 2.205 Mio € (2002: 1.651 Mio €) für Dividendenzahlungen zur Verfügung.

In den Konzern-Gewinnrücklagen zum 31. Dezember 2003 sind kumulierte nicht ausgeschüttete Ergebnisse aus Unternehmen, die nach der Equity-Methode bewertet wurden, in Höhe von 704 Mio € enthalten.

(21) Erfolgsneutrale Eigenkapitalveränderungen

Die einzelnen Elemente der erfolgsneutralen Eigenkapitalveränderungen (Other Comprehensive Income) und ihre steuerlichen Wirkungen stellen sich wie folgt dar:

Other Comprehensive Income						
in Mio €	31. Dezember 2003			31. Dezember 2002		
	Vorsteuerbetrag	Steuerertrag/ Aufwand	Nachsteuerbetrag	Vorsteuerbetrag	Steuerertrag/ Aufwand	Nachsteuerbetrag
Differenzen aus der Währungsumrechnung	-701	-152	-853	-438	-55	-493
Zuzüglich/abzüglich (-): ergebniswirksame Reklassifizierung	71	3	74	-125	-	-125
Unrealisierte Gewinne/Verluste aus weiterveräußerbaren Wertpapieren	1.282	-35	1.247	-514	-20	-534
Zuzüglich/abzüglich (-): ergebniswirksame Reklassifizierung	-74	14	-60	1.355	-559	796
Mindestpensionsrückstellung	-156	65	-91	-116	35	-81
Cash Flow Hedges	224	-89	135	-129	65	-64
Summe	646	-194	452	33	-534	-501

164 Anhang

(22) Anteile Konzernfremder

Die Anteile konzernfremder Gesellschafter am Kapital teilen sich auf die Segmente wie folgt auf:

Anteile Konzernfremder		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
E.ON Energie	3.990	3.906
Ruhrgas	59	-
Powergen	225	139
Sonstige/Konsolidierung	-13	29
Kerngeschäft Energie	4.261	4.074
Viterra	364	366
Degussa	-	2.071
Weitere Aktivitäten	364	2.437
Summe	4.625	6.511

Die Verminderung der Anteile Konzernfremder bei Degussa resultiert aus der Entkonsolidierung der Gesellschaft zum 31. Januar 2003.

(23) Pensionsrückstellungen

Im E.ON-Konzern werden sowohl leistungs- (Defined Benefit Pension Plan) als auch beitragsorientierte (Defined Contribution Plan) Altersversorgungszusagen gewährt. Letztere beinhalten auch Bestandteile eines arbeitgeberübergreifenden Pensionsplans (Multi Employer Pension Plan) gemäß EITF 90-3 „Accounting for Employers' Obligations for Future Contributions to a Multiemployer Pension Plan“ für rund 6.500 Begünstigte bei Sydkraft. Für die Höhe der individuellen Versorgungsleistungen sind grundsätzlich die Vergütung und die Dauer der Dienstzugehörigkeit maßgeblich. Bei einem Großteil der inländischen Arbeitnehmer, die vor 1999 in das Unternehmen eingetreten sind, bemisst sich die Altersrente nach den Bezügen der letzten Dienstjahre oder nach Festbetragsstaffeln; bei einem Eintritt nach diesem Datum gilt weitgehend ein von Arbeitgebern und Arbeitnehmern getragenes Versorgungsprogramm, bei dem fiktive Beträge versicherungsmathematisch in Versorgungsansprüche umgewandelt werden, so genannte Kapitalkontenpläne (Cash Balance Pension Plans). Die Finanzierung leistungsorientierter Versorgungszusagen erfolgt durch die Bildung von Pensionsrückstellungen bzw. durch die Ansammlung von zweckgebundenen Vermögensgegenständen (Plan Assets). Für Arbeitnehmer mit beitragsorientierten Versorgungszusagen, bei denen das Unternehmen fest vereinbarte Beiträge an externe Versorgungs-

träger zahlt, richtet sich die Versorgungsleistung nach der Bewertung des individuellen Anspruchs eines jeden Arbeitnehmers im Zeitpunkt seines Ausscheidens aus dem Unternehmen.

Die Bewertung der Versorgungsverpflichtungen und der zur Deckung dieser Verpflichtungen notwendigen Aufwendungen erfolgt gemäß dem nach SFAS 87 vorgeschriebenen Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected-Unit-Credit-Method). Hierbei werden nicht nur die am Stichtag bekannten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch wirtschaftliche Trendannahmen berücksichtigt, die nach realistischen Erwartungen gewählt werden. Darüber hinaus werden Kapitalkontenpläne nach dem abweichenden Anwartschaftsbarwertverfahren nach EITF 03-4 (Traditional-Unit-Credit-Method) bewertet. Die Bewertung von insbesondere in den USA gewährten Gesundheitsfürsorge- und ähnlichen Leistungen erfolgt gemäß SFAS 106.

Stichtag für die Festlegung der ökonomischen Bewertungsparameter ist der 31. Dezember eines Jahres. Die Erhebung des Personenbestandes, insbesondere bei den deutschen Konzernunternehmen, erfolgt jeweils zum Inventurstichtag 30. September mit Fortschreibung bei wesentlichen Änderungen jeweils auf den 31. Dezember.

Der Verpflichtungsumfang gemessen am Anwartschaftsbarwert hat sich wie folgt entwickelt, wobei sich die Änderung des Konsolidierungskreises im Jahr 2003 im Wesentlichen aus dem Abgang von Degussa mit 3.572 Mio € und der Akquisition von Ruhrgas mit 759 Mio € ergibt. Im Vorjahr resultierte die Veränderung des Konsolidierungskreises im Wesentlichen aus dem Zugang von Powergen mit 5.684 Mio €.

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes		
in Mio €	2003	2002
Stand 1. Januar	15.816	10.643
Aufwand für die im Wirtschaftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Service cost)	176	187
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	724	694
Veränderungen Konsolidierungskreis	-2.816	4.982
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	22	21
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (Actuarial [gains]/losses)	669	170
Währungsunterschiede	-539	-157
Sonstige	-3	-54
Pensionszahlungen	-754	-670
Stand 31. Dezember	13.295	15.816

Zur besseren Vergleichbarkeit der Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes erfolgten bei den Aufwandspositionen für 2002 keine Bereinigungen wegen der nicht fortgeführten Aktivitäten. Insofern ergeben sich für 2002 Abweichungen zur Darstellung des Gesamtaufwandes der Versorgungszusagen.

Vom gesamten Verpflichtungsumfang entfallen 225 Mio € (2002: 296 Mio €) auf Gesundheitsfürsorgeleistungen.

In Übereinstimmung mit FASB Staff Position (FSP) No. FAS 106-1 „Accounting and Disclosure Requirements Related to the Medicare Prescription Drug, Improvement and Modernization Act of 2003“ enthalten die Angaben zu bilanzierten Verpflichtungen aus Gesundheitsfürsorgeleistungen sowie die hierauf entfallenden Aufwendungen im Berichtsjahr nicht die Auswirkungen dieses Gesetzes, da es für die aus diesem Gesetz resultierenden Leistungen bisher noch keine verbindlichen Anwendungsvorschriften zur Rechnungslegung gibt. Bei einer späteren Anwendung solcher Vorschriften können sich die ausgewiesenen Beträge für Gesundheitsvorsorgeleistungen ändern.

Der dem Verpflichtungsumfang gegenüberstehende Marktwert des ausgegliederten Planvermögens entwickelte sich wie dargestellt. Das Planvermögen entfällt nicht auf Aktien von E.ON-Konzernunternehmen. Die Veränderung des Konsolidierungskreises 2003 resultiert im Wesentlichen aus dem Abgang der Degussa mit 728 Mio €, während sich im Vorjahr hier der Erwerb von Powergen mit 4.942 Mio € ausgewirkt hatte.

Entwicklung des Planvermögens		
in Mio €	2003	2002
Marktwert der ausgegliederten Vermögenswerte, Stand 1. Januar	5.477	1.183
Tatsächlicher Vermögensertrag	660	-408
Arbeitgeberbeiträge	229	68
Mitarbeiterbeiträge	15	11
Veränderungen Konsolidierungskreis	-683	4.908
Währungsunterschiede	-401	-89
Pensionszahlungen	-365	-203
Sonstige	-10	7
Marktwert der ausgegliederten Vermögenswerte, Stand 31. Dezember	4.922	5.477

Die derzeitige Allokation der ausgegliederten Vermögensgegenstände und die Ziel-Portfoliostruktur für das Folgejahr 2004 verteilen sich wie folgt auf die in der Tabelle dargestellten Vermögenskategorien:

Vermögenskategorien des Planvermögens			
in %	Ziel-Portfolio	31. Dezember	
	2004	2003	2002
Aktien	50-65	53	57
Schuldtitel	28-50	40	35
Immobilien	0-15	6	6
Sonstiges	-	1	2

Die Schuldtitel mit Restlaufzeiten in der Bandbreite von 0 bis 46 Jahren haben zum 31. Dezember 2003 eine durchschnittlich gewogene Restlaufzeit von 16,5 Jahren. Zum Ende des Geschäftsjahres 2002 lag die Bandbreite der Restlaufzeiten zwischen 0 und 33 Jahren, wobei die Schuldtitel eine durchschnittlich gewogene Restlaufzeit von 15,4 Jahren aufwiesen.

Im E.ON-Konzern entfällt das ausgewiesene Planvermögen zum weitaus überwiegenden Teil auf Pensionspläne bei Powergen in Großbritannien und LG&E Energy in den USA. Anlageziel für das ausgegliederte Pensionsvermögen ist die zeitkongruente Abdeckung der Verpflichtungen für die entsprechenden Pensionspläne.

Die langfristige Anlagestrategie für die jeweiligen Pensionspläne berücksichtigt u. a. den Verpflichtungsumfang, die Fälligkeitsstruktur, die Mindestanforderungen an das Deckungskapital und ggf. weitere relevante Faktoren. Die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur erfolgt auf der Basis aktueller Auswertungen sowohl der Investmentstrategie als auch des Marktumfeldes. Sie wird regelmäßig vor dem Hintergrund

166 Anhang

der Marktentwicklungen überprüft und gegebenenfalls angepasst. Schwerpunkte der gegenwärtigen Anlagestrategie bilden neben Aktien Regierungsanleihen hoher Bonität sowie ausgewählte Unternehmensschuldtitle. Der Aktienanteil am gesamten Planvermögen wurde zum 31. Dezember 2003 gegenüber dem Vorjahr reduziert.

Im Geschäftsjahr 2003 ergab sich eine durchschnittliche Rendite des Planvermögens von 13,0 Prozent. Sie lag damit über der erwarteten Rendite von 7,25 Prozent, die Bestandteil des Gesamtaufwandes der Versorgungszusagen ist. Die erwartete Rendite des Planvermögens ist langfristig darauf ausgerichtet, dass die zukünftig insgesamt erwarteten Erträge aus dem Planvermögen zumindest dem versicherungsmathematisch ermittelten Verpflichtungsumfang entsprechen.

Der Finanzierungsstatus, der sich aus der Differenz zwischen dem Anwartschaftsbarwert aller Versorgungsansprüche und dem Marktwert des Planvermögens errechnet, wird wie folgt zu den bilanzierten Beträgen übergeleitet:

Pensionsrückstellungen		
	31. Dezember	
in Mio €	2003	2002
Anwartschaftsbarwert aller Versorgungsansprüche abzüglich Marktwert der ausgegliederten Vermögenswerte (Funded status)	8.373	10.339
Noch nicht verrechneter versicherungsmathematischer Verlust (Unrecognized actuarial loss)	-1.518	-1.883
Noch nicht verrechnete Kosten aus Planänderungen (Unrecognized prior service cost)	-42	-72
Pensionsrückstellungen – vor Berücksichtigung der auszuweisenden Mindestverpflichtungen (Unfunded accrued benefit cost)	6.813	8.384
Zusätzliche Mindestverpflichtung (Additional minimum liability)	629	779
Pensionsrückstellungen	7.442	9.163

Der dienstzeitanteilig erworbene Verpflichtungsumfang ohne Anwartschaftstrend (Accumulated Benefit Obligation) betrug zum Ende des Berichtsjahres für alle leistungsorientierten Versorgungszusagen 12.284 Mio € (2002: 14.680 Mio €).

Nach US-GAAP bleibt die Passivierung der zusätzlichen Mindestverpflichtung wegen Aktivierung eines immateriellen Vermögensgegenstandes in Höhe von 53 Mio € (2002: 70 Mio €) bzw. wegen einer direkten Verrechnung mit dem Eigenkapital in Höhe von 576 Mio € (2002: 709 Mio €) erfolgsneutral.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste entstehen aus Abweichungen zwischen den rechnungsmäßig erwarteten und tatsächlich eingetretenen Änderungen der Personenbestände sowie der Rechnungsgrundlagen und werden nach US-GAAP der Pensionsrückstellung zeitversetzt und über einen für jeden Versorgungsplan separat ermittelten Amortisationszeitraum zugeführt.

Die bilanzierten Pensionsrückstellungen insbesondere von US-Gesellschaften betreffen mit 186 Mio € (2002: 245 Mio €) auch Verpflichtungen aus Gesundheitsfürsorgeleistungen für Betriebsrentner. Dabei wurde eine Steigerungsrate für die Kosten der Gesundheitsfürsorge von kurzfristig 11,5 Prozent und langfristig 5,0 Prozent berücksichtigt.

Der Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen setzt sich wie folgt zusammen, wobei für 2002 eine entsprechende Anpassung für die nicht fortgeführten Aktivitäten erfasst wurde.

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen		
in Mio €	2003	2002
Aufwand für die im Wirtschaftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	161	173
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	724	688
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-331	-238
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	21	17
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of [gains]/losses)	25	45
Summe	600	685

Für das folgende Geschäftsjahr werden im Konzern Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen zur Sicherstellung des Mindestplanvermögens aufgrund gesetzlicher oder satzungsmäßiger Vorschriften in Höhe von 113 Mio € erwartet.

Vom dargestellten Gesamtaufwand entfallen 19 Mio € (2002: 17 Mio €) auf Gesundheitsfürsorgeleistungen von Betriebsrentnern. Eine Veränderung der angenommenen Trends für die Steigerung der Gesundheitskosten um +/- 1,0 Prozent führt zu einer Veränderung dieses Aufwands (nur Dienstzeit- und Zinskomponente) um +1 Mio € bzw. -1 Mio € sowie des hierauf entfallenden Verpflichtungsumfangs um +13 Mio € bzw. -11 Mio €.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden für beitragsorientierte Versorgungszusagen in Form von Zahlungen von fest vereinbarten Beiträgen an externe Versorgungsträger sowie für sonstige Altersversorgungsverpflichtungen 36 Mio € (2002: 47 Mio €) aufgewendet.

Seit dem Geschäftsjahr 2000 werden für die Bewertungen der Verpflichtungen im Inland als biometrische Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 1998 von Klaus Heubeck, die derzeit zur Bewertung von betrieblichen Pensionsverpflichtun-

gen in Deutschland allgemein anerkannt sind, zugrunde gelegt. Gegenüber den Tafelwerten sind jedoch die Invalidisierungswahrscheinlichkeiten um 20 Prozent abgesenkt, um den spezifischen Gegebenheiten im Konzern besser gerecht zu werden.

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

Versicherungsmathematische Annahmen						
in %	31. Dezember 2003			31. Dezember 2002		
	Deutsch-land	Groß-britannien	USA	Deutsch-land	Groß-britannien	USA
Zinssatz	5,50	5,50	6,25	5,75	5,75	6,75
Gehaltstrend	2,75	4,00	3,00	2,75	3,75	3,75
Erwarteter Vermögensertrag	5,50	6,70	8,50	5,75	7,25	9,00
Rententrend	1,25	2,50	-	1,25	2,25	-

(24) Sonstige Rückstellungen

Im Folgenden wird zunächst die Darstellung der Verpflichtungen aus Stilllegungen oder Rückbau von Sachanlagen, über die gemäß SFAS 143 im Jahr 2003 erstmalig zu berichten ist, erläutert. Im Weiteren werden inhaltliche Angaben zu den sonstigen Rückstellungen gemacht.

Darstellung der Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

E.ON wendet seit dem 1. Januar 2003 SFAS 143 an. Zum 31. Dezember 2003 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

- die unter 1 ab) und 1 ba) dargestellten Rückstellungen für die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland (8.106 Mio €) und Schweden (385 Mio €),
- die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. -verteilungsausrüstung (377 Mio €) sowie
- die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten (76 Mio €) und Tagebaustandorten (55 Mio €) sowie den Rückbau von Öl- und Gas-Infrastruktureinrichtungen (10 Mio €).

Entwicklung der Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen

in Mio €

Stand zum 1. Januar 2003 nach Erstanwendung	8.638
In der Berichtsperiode neu eingegangene Verpflichtungen	18
Inanspruchnahme	-104
Veränderung Konsolidierungskreis	76
Aufzinsung	486
Anpassung des geschätzten Mittelabflusses	-97
Währungsumrechnungsdifferenzen	-8
Stand zum 31. Dezember 2003	9.009

Wenn SFAS 143 in den Vorjahren angewandt worden wäre, hätten zum 1. Januar 2002 Verpflichtungen aus der Stilllegung oder dem Rückbau von Sachanlagen 7.080 Mio € und zum 31. Dezember 2002 8.638 Mio € betragen. In der Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns hätte der Konzernüberschuss zum 31. Dezember 2003 5.095 Mio € (31. Dezember 2002: 2.597 Mio €) und das Ergebnis je Aktie zum 31. Dezember 2003 7,79 € (Ist: 7,11 €) bzw. zum 31. Dezember 2002 3,98 € (Ist: 4,26 €) betragen. Diese Pro-forma-Werte wurden anhand aktueller Informationen, Annahmen und Zinssätze ermittelt, die zum Tag der Erstanwendung des Standards vorlagen. Bezüglich weiterer Einzelheiten zu SFAS 143 wird auf die Unterpunkte 1 und 8 verwiesen.

168 Anhang

Erläuterung der sonstigen Rückstellungen

Die sonstigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige Rückstellungen		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich (1)	13.758	12.279
Brennelement-Entsorgung	5.710	5.990
Stilllegung	8.491	6.629
Betriebsabfall	408	461
abzüglich geleisteter Anzahlungen	851	801
Steuern (2)	2.827	2.813
Verpflichtungen im Personalbereich (3)	1.487	1.621
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen (4)	2.740	2.533
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen (5)	1.185	1.210
Schulden unter US-Regulierung (6)	462	520
Umweltschutzmaßnahmen (7)	332	675
Rekultivierung und ähnliche Verpflichtungen inklusive Bergschäden (8)	1.693	1.141
Übrige (9)	2.280	2.792
Summe	26.764	25.584

Zum 31. Dezember 2003 haben von den vorstehenden Rückstellungen 20.036 Mio € eine voraussichtliche Laufzeit von mehr als einem Jahr (2002: 20.481 Mio €).

Von den sonstigen Rückstellungen sind 14.594 Mio € (2002: 12.279 Mio €) verzinslich.

1) Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich

a) Deutschland

Die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich enthalten die Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente, die Stilllegung der nuklearen und nicht nuklearen Kraftwerksanlagenteile und die Entsorgung schwach radioaktiver Betriebsabfälle.

Von den Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich wurden 851 Mio € (2002: 801 Mio €) geleistete Anzahlungen abgesetzt. Die geleisteten Anzahlungen sind Vorauszahlungen an die Wiederaufarbeitungsunternehmen, sonstige Entsorgungsunternehmen sowie an die entsprechenden öffentlichen Stellen und betreffen im Wesentlichen die Anzahlungen zur Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente und zur Errichtung von Endlagern. Die Rückstellungen für die Kosten der Entsorgung von Brennelementen, der Stilllegung von Kernkraftwerken und der Entsorgung von schwach radioaktivem Abfall beinhalten jeweils auch die Kosten für die Endlagerung von radioaktiven Abfällen.

Die Endlagerkosten umfassen Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten der voraussichtlichen Endlager Gorleben und Konrad und ergeben sich aus der Endlagervorausleistungsverordnung und Angaben des Bundesamtes für Strahlenschutz.

Es werden jährlich an das Bundesamt für Strahlenschutz Vorauszahlungen geleistet.

Ferner wurden bei der Bemessung der Rückstellungen die Einflussgrößen aus der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, unterzeichnet am 11. Juni 2001, berücksichtigt.

aa) Entsorgung abgebrannter Brennelemente

Die Betreiber von Kernkraftwerken sind nach dem Atomgesetz verpflichtet, radioaktive Abfälle geordnet und schadlos zu beseitigen. Hierzu stehen die Entsorgungspfade „Wiederaufarbeitung“ und „Direkte Endlagerung“ zur Verfügung.

E.ON Energie hat mit zwei großen Wiederaufarbeitungsunternehmen, BNFL in Großbritannien und Cogema in Frankreich, Verträge zur Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente abgeschlossen. Die Anlieferung zur Wiederaufarbeitung ist zeitlich bis zum 30. Juni 2005 begrenzt. Die bei der Wiederaufarbeitung entstehenden radioaktiven Abfälle werden nach Deutschland zurückgebracht und hier zunächst zwischengelagert. Die Endlagerung dieser Abfälle soll ebenfalls in Deutschland erfolgen.

Die Rückstellung für die Kosten der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente umfasst sämtliche Schritte der Wiederaufarbeitung, insbesondere

- Transportkosten zur Wiederaufarbeitungsanlage,
- Kosten der eigentlichen Wiederaufarbeitung sowie
- Kosten des Rücktransports der Abfälle.

Die angegebene Kostenhöhe basiert im Wesentlichen auf abgeschlossenen Verträgen.

Für Brennelemente unter dem Entsorgungspfad „Direkte Endlagerung“ enthalten die Rückstellungen insbesondere

- vertragsgemäße Kosten für die Beschaffung von Zwischenlagerbehältern und die Zwischenlagerung am Kraftwerksstandort,
- Kosten für Transport der Brennelemente zur Konditionierungsanlage, Konditionierungskosten und Kosten für die Beschaffung von Endlagerbehältern auf Basis externer Gutachten.

Die Rückstellung für Entsorgung von abgebrannten Brennelementen wird über den Zeitraum gebildet, in dem die Brennelemente zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt werden.

ab) Stilllegung

Die Verpflichtung zur Beseitigung des nuklearen Anlagenteils stillgelegter Kernkraftwerke basiert auf dem Atomgesetz. Die Verpflichtung zur Beseitigung des konventionellen Anlagenteils hängt hingegen grundsätzlich von zivilrechtlichen Vereinbarungen bzw. öffentlich-rechtlichen Auflagen im Genehmigungsverfahren oder sonstigen Vereinbarungen ab.

Die Rückstellung für die Kosten der Stilllegung von Kernkraftwerken umfasst die erwarteten Kosten des Nachbetriebs der Anlage, die Demontage und Beseitigung sowohl der nuklearen als auch der konventionellen Bestandteile des Kernkraftwerks und der Entsorgung radioaktiver Stilllegungsabfälle. Die erwarteten Gesamtkosten der Stilllegung basieren auf externen Gutachten und werden laufend aktualisiert. Die aktualisierten Gesamtkosten werden ab dem 1. Januar 2003 im Rahmen der Erstanwendung von SFAS 143 voll passiviert. Bis zum 31. Dezember 2002 wurden die zu passivierenden Kosten über die Restlaufzeit des jeweiligen Kraftwerks gemäß der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, unterzeichnet am 11. Juni 2001, angesammelt.

ac) Betriebsabfall

Die Rückstellung für die Kosten der Entsorgung von schwach radioaktivem Betriebsabfall enthält die Kosten für die Konditionierung des Abfalls, der im Rahmen des Betriebs der Kernkraftwerke anfällt.

b) Schweden

Sydskraft ist nach schwedischem Recht verpflichtet, Abgaben an Schwedens Nationalen Fonds für Nuklearabfall zu leisten. Die erforderlichen Abgaben für nukleare Entsorgung hochradioaktiven Abfalls und Stilllegung werden entsprechend der Stromerzeugung für das jeweilige Kernkraftwerk jährlich seitens der schwedischen Überwachungsbehörde für Kernenergie berechnet, von Regierungsstellen genehmigt und in entsprechender Höhe von Sydkraft gezahlt.

ba) Stilllegung

Aufgrund des Übergangs auf SFAS 143 wurde eine Rückstellung für Stilllegungsverpflichtungen zum 1. Januar 2003 erstmals passiviert. Da in der Vergangenheit an den Nationalen Fonds für Nuklearabfall Zahlungen geleistet wurden, wird seit dem 1. Januar 2003 ein Ausgleichsanspruch für die Erstattung von Stilllegungskosten innerhalb der sonstigen Vermögensgegenstände aktiviert.

bb) Brennelemente, Betriebsabfall in Schweden

Die erforderlichen Abgaben für nukleare Entsorgung hochradioaktiven Abfalls werden bei Zahlung an den Nationalen Fonds für Nuklearabfall als Aufwand gebucht.

Für schwach- und mittelfradioaktiven Abfall werden von einem Gemeinschaftsunternehmen der schwedischen Kernkraftwerksbetreiber jährlich nach Kostenanfall Umlagen erhoben, die entsprechend der Zahlungsverpflichtung der Gesellschaft als Aufwand gebucht werden.

c) Großbritannien und USA

Weder Powergen noch LG&E Energy betreiben Kernkraftwerke. Sie sind daher nicht verpflichtet, oben genannte Zahlungen zu leisten oder Rückstellungen ähnlich denen in Deutschland zu bilden.

2) Steuern

Die Steuerrückstellungen enthalten im Wesentlichen Rückstellungen für in- und ausländische Ertragsteuern.

3) Verpflichtungen im Personalbereich

Die Rückstellungen für Personalaufwendungen betreffen vor allem Rückstellungen für Urlaubsgelder, Vorruhestandsregelungen, Jubiläumsverpflichtungen sowie andere abgegrenzte Personalkosten.

4) Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen enthalten vor allem Rückstellungen für noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen sowie für Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten. Die Rückstellungen für noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen stellen Verpflichtungen für Produkte und Dienstleistungen dar, die zwar schon geliefert oder erbracht wurden, für die aber noch keine Abrechnung eingegangen ist.

5) Absatzmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für absatzmarktorientierte Verpflichtungen enthalten im Wesentlichen Verlustrisiken aus schwebenden Verkaufskontrakten. Darüber hinaus sind hier vor allem Rückstellungen für Gewährleistungen sowie für Preisnachlässe, Boni und Skonti enthalten.

6) Schulden unter US-Regulierung

Nach SFAS 71 (vgl. Textziffer 2) werden Schulden, die US-Regulierungsvorschriften unterliegen, separat ausgewiesen. Im Vorjahr wurde ein Teilbetrag dieser Schulden in Höhe von 438 Mio € im Anlagevermögen gekürzt.

7) Umweltschutzmaßnahmen

Die Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen betreffen vor allem die Beseitigung von Altlasten, Sanierungs- und Gewässerschutzmaßnahmen.

8) Rekultivierung und ähnliche Verpflichtungen inklusive Bergschäden

Die Rückstellungen für Rekultivierung und ähnliche Verpflichtungen enthalten Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen nach SFAS 143 in Höhe von 518 Mio €. Außerdem werden hier Rückstellungen für Heimfall, übrige Rekultivierung sowie Verpflichtungen zur Beseitigung von Bergschäden ausgewiesen.

9) Übrige

Die übrigen Rückstellungen beinhalten im Wesentlichen Rückstellungen aus dem Stromgeschäft, Verpflichtungen aus dem Erwerb und der Veräußerung von Unternehmen sowie steuerlich bedingten Zinsaufwand.

170 Anhang

(25) Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten setzen sich zum 31. Dezember 2003 und 2002 wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten										
in Mio €	31. Dezember 2003					31. Dezember 2002				
	Summe	Gewogener durchschnittlicher Effektivzinssatz (in %)	Davon mit einer Restlaufzeit			Summe	Gewogener durchschnittlicher Effektivzinssatz (in %)	Davon mit einer Restlaufzeit		
			bis 1 Jahr	über 1 bis 5 Jahre	über 5 Jahre			bis 1 Jahr	über 1 bis 5 Jahre	über 5 Jahre
Anleihen (inklusive Medium Term Note-Programme)	11.506	5,4	1.400	1.469	8.637	13.074	5,9	1.096	2.830	9.148
Commercial Paper	2.168	2,5	2.168	-	-	1.903	3,0	1.903	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	4.917	3,9	1.283	1.633	2.001	6.552	4,1	2.080	2.547	1.925
Wechselverbindlichkeiten	71	3,6	-	3	68	144	4,3	43	101	-
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.332	4,2	340	228	764	1.092	3,5	139	436	517
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	19.994		5.191	3.333	11.470	22.765		5.261	5.914	11.590
Verbindlichkeiten gegen verbundene Unternehmen	231	2,3	225	1	5	167	3,2	153	4	10
Verbindlichkeiten gegen Beteiligungsunternehmen	1.925	2,0	1.850	12	63	2.319	2,1	2.261	14	44
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	2.156		2.075	13	68	2.486		2.414	18	54
Finanzverbindlichkeiten	22.150		7.266	3.346	11.538	25.251		7.675	5.932	11.644
Lieferungen und Leistungen	3.778		3.768	10	-	3.620		3.607	13	-
Verbindlichkeiten gegen verbundene Unternehmen	77		39	-	38	188		188	-	-
Verbindlichkeiten gegen Beteiligungsunternehmen	239		170	55	14	131		121	-	10
Investitionszuschüsse	285		22	78	185	274		21	80	173
Bauzuschüsse von Energieabnehmern	3.516		162	639	2.715	3.532		152	639	2.741
Erhaltene Anzahlungen	695		670	25	-	443		442	1	-
Sonstige Verbindlichkeiten	5.523		4.021	125	1.377	5.998		4.393	180	1.425
davon aus Steuern	781		781			479		479		
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	55		55			109		109		
Betriebliche Verbindlichkeiten	14.113		8.852	932	4.329	14.186		8.924	913	4.349
Verbindlichkeiten	36.263		16.118	4.278	15.867	39.437		16.599	6.845	15.993

In der Bilanz sind die Nominalwerte der Verbindlichkeiten gekürzt um den Barwertabschlag auf unverzinsliche und niedrig verzinsliche Verbindlichkeiten ausgewiesen und betragen 35.900 Mio € (2002: 39.036 Mio €). Der Barwertabschlag beträgt 363 Mio € (2002: 401 Mio €).

Finanzverbindlichkeiten

Im Folgenden werden die wichtigsten Kreditvereinbarungen und Programme zur Emission von Schuldtiteln des E.ON-Konzerns beschrieben. Sämtliche Inanspruchnahmen von Kreditlinien und Darlehen werden im obigen Verbindlichkeitspiegel unter Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten ausgewiesen. Emissionen unter einem Medium Term Note-Programm (MTN-Programm) werden ebenso wie Begebungen von Commercial Paper unter den gleichlautenden Posten ausgewiesen.

Diese Kreditvereinbarungen enthalten Bestimmungen (so genannte Covenants), die den Kreditnehmer zu bestimmten Handlungen bzw. Unterlassungen verpflichten, sowie Kündigungsrechte (so genannte Events of default) entsprechend der marktüblichen Praxis in vergleichbaren Verträgen. Die wichtigsten Kreditvereinbarungen von E.ON enthalten keine finanziellen Covenants wie zum Beispiel Rating-abhängige Regelungen oder die Einhaltung bestimmter Kennzahlen.

Einige Verträge enthalten jedoch Beschränkungen hinsichtlich bestimmter Transaktionen sowie Negativerklärungen, während andere Klauseln bei wesentlicher Verschlechterung der wirtschaftlichen Lage des betroffenen Kreditnehmers ein Kündigungsrecht durch den Kreditgeber vorsehen. Nachfolgend werden für die wichtigsten Kreditvereinbarungen und Programme zur Emission von Schuldtiteln des E.ON-Konzerns die finanziellen Covenants bzw. wechselseitigen Kündigungsrechte (Cross-Defaults), die zum Bilanzstichtag bestanden, dargestellt. In den Geschäftsjahren 2003 und 2002 sind zu den Bilanzstichtagen sämtliche dieser Covenants durch E.ON konzernweit eingehalten worden. An diesen Stichtagen gab es auch keine Cross-Defaults.

Darüber hinaus bestehen im E.ON-Konzern über 200 Kreditvereinbarungen, die für sich genommen von untergeordneter Bedeutung sind. Diese werden im Folgenden jeweils zusammengefasst nach Segmenten und Finanzierungsarten beschrieben. Auch diese sonstigen Kreditvereinbarungen enthalten Covenants, die den Kreditnehmer zu bestimmten Handlungen bzw. Unterlassungen verpflichten, sowie Kündigungsrechte entsprechend der marktüblichen Praxis in vergleichbaren Verträgen. Einige dieser Vereinbarungen enthalten finanzielle Covenants wie die Einhaltung bestimmter Kennzahlen, Kündigungsrechte bei Verschlechterung der wirtschaftlichen Lage, Beschränkungen hinsichtlich bestimmter Transaktionen sowie Negativerklärungen. Bei einem Darlehen einer Enkelgesellschaft über 464 Mio € wurde eine Finanzkennzahl zu den Stichtagen 31. Dezember 2003 und 2002 nicht eingehalten. Da die Darlehensnehmerin erwartete, dass diese Finanzkennzahl an beiden Stichtagen nicht eingehalten werden wird, hatte sie dieses den Kreditgebern im August 2002 vorab angezeigt und mit den Kreditgebern vereinbart, dass diese auf die Geltendmachung der ihnen zustehenden Rechte aus der Nichteinhaltung zu den Stichtagen verzichten. Die Darlehensgeber stimmten diesem Antrag zu. Da die Gesellschaft davon ausgeht, dass sie diese Finanzkennzahl an den nach dem 31. Dezember 2003 folgenden Stichtagen einhalten werden wird, erfolgt der Ausweis der Verbindlichkeit entsprechend der ursprünglichen Fälligkeit. Ansonsten sind in den Geschäftsjahren 2003 und 2002 zu den Bilanzstichtagen sämtliche Covenants durch E.ON konzernweit eingehalten worden. An diesen Stichtagen gab es auch keine Cross-Defaults.

Die Verletzung eines der angegebenen Covenants durch E.ON bzw. den betreffenden Kreditnehmer oder das Vorliegen eines Cross-Defaults könnte folgende Konsequenzen haben:

- die Rückzahlung der betroffenen Kredite,
- die vorzeitige Fälligestellung der betroffenen Kredite,
- das Auslösen von Cross-Defaults in anderen Kreditvereinbarungen,
- kein bzw. nur deutlich eingeschränkter Zugang für E.ON zu zusätzlichen Finanzierungen mit attraktiven Konditionen.

E.ON AG

MTN-Programm über 20 Mrd €

Das ursprünglich 1995 aufgelegte und zuletzt im August 2002 auf 20 Mrd € aufgestockte Medium Term Note-Programm ermöglicht es der E.ON AG und den 100-prozentigen Tochtergesellschaften E.ON International Finance B.V. (E.ON International Finance), Rotterdam, Niederlande, und E.ON UK Finance Ltd. (im März 2003 umbenannt in E.ON UK Finance plc, im Folgenden abgekürzt als E.ON UK Finance), London, Großbritannien, unter unbedingter Garantie der E.ON AG von Zeit zu Zeit Schuldtitel in Form von öffentlichen und Privatplatzierungen an Investoren auszugeben. Am 17. Mai 2002 emittierte E.ON erstmalig mehrere Schuldverschreibungen in Euro und in Pfund Sterling (GBP) an den internationalen Anleihemärkten. Zum Jahresende standen folgende Schuldverschreibungen aus:

- eine von E.ON International Finance ausgegebene Schuldverschreibung in Höhe von 4,25 Mrd € mit einem Kupon von 5,75 Prozent p.a. und einer Fälligkeit im Mai 2009,
- eine von E.ON International Finance ausgegebene Schuldverschreibung in Höhe von 0,9 Mrd € mit einem Kupon von 6,375 Prozent p.a. und einer Fälligkeit im Mai 2017,
- eine von E.ON International Finance ausgegebene Schuldverschreibung in Höhe von 500 Mio GBP bzw. 714 Mio € mit einem Kupon von 6,375 Prozent p.a. und einer Fälligkeit im Mai 2012 und
- eine von E.ON International Finance ausgegebene Schuldverschreibung in Höhe von 0,975 Mrd GBP bzw. 1,39 Mrd € mit einem Kupon von 6,375 Prozent p.a. und einer Fälligkeit im Juni 2032.

Weder das MTN-Programm noch die zum Jahresende 2003 oder 2002 darunter ausstehenden Anleihen enthielten finanzielle Covenants. Die Dokumentation des MTN-Programms und die darunter emittierten Anleihen enthalten die gleichen Cross-Default-Klauseln. Danach wird ein Cross-Default ausgelöst, wenn ein Gläubiger berechtigt ist, eine Verbindlichkeit infolge des Vorliegens eines Kündigungsgrundes vorzeitig fällig zu stellen. Analog wird ein Cross-Default ausgelöst, wenn ein Emittent oder der Garant dieses Programms eine fällige Verbindlichkeit oder einen Betrag aus einer Garantie für eine solche Verbindlichkeit nicht zahlt (cross payment default). Ein Cross-Default tritt nur ein, wenn der Gesamtbetrag der betroffenen Verbindlichkeiten 25 Mio € übersteigt.

Commercial Paper-Programm über 10 Mrd €

Das ursprünglich 1994 aufgelegte und zuletzt im März 2003 auf 10 Mrd € aufgestockte Commercial Paper-Programm der E.ON AG ermöglicht es der E.ON AG und den 100-prozentigen Tochtergesellschaften E.ON International Finance und E.ON UK Finance, unter der unbedingten Garantie der E.ON AG von Zeit zu Zeit an Investoren Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 729 Tagen auszugeben. Erlöse aus der Emission von Commercial Paper können für allgemeine

172 Anhang

Unternehmenszwecke genutzt werden. Das Commercial Paper-Programm enthält keine finanziellen Covenants. Ein Cross-Default wird ausgelöst, wenn ein Gläubiger berechtigt ist, eine Verbindlichkeit infolge des Vorliegens eines Kündigungsgrundes vorzeitig fällig zu stellen. Analog wird ein Cross-Default ausgelöst, wenn ein Emittent oder der Garant dieses Programms eine fällige Verbindlichkeit oder einen Betrag aus einer Garantie für eine solche Verbindlichkeit nicht erfüllt (cross payment default). Ein Cross-Default liegt nur vor, wenn der Gesamtbetrag der betroffenen Verbindlichkeiten 30 Mio € übersteigt. Zum 31. Dezember 2003 hatte die E.ON AG Commercial Paper in Höhe von 2,0 Mrd € (2002: 1,6 Mrd €) ausgegeben, womit rund 8 Mrd € noch nicht in Anspruch genommener Kapazität weiter verfügbar sind.

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 12,5 Mrd €, die in unterschiedlichen Währungen in Anspruch genommen werden kann

Am 13. Dezember 2002 wurde von der E.ON AG und den Tochtergesellschaften Hibernia Industriewerte GmbH (im Januar 2004 umbenannt in die E.ON Finance GmbH), Düsseldorf, E.ON International Finance und E.ON UK Finance (jeweils unter unbedingter Garantie der E.ON AG) eine Kreditlinie vereinbart, die Kreditaufnahmen in unterschiedlichen Währungen in einer Gesamthöhe von ursprünglich bis zu 15 Mrd € ermöglicht. Dieser Kreditrahmen ist unterteilt in eine Tranche A mit ursprünglich 10 Mrd € und eine Tranche B mit 5 Mrd €. Tranche A hat eine ursprüngliche Laufzeit von 364 Tagen, die jedoch aufgrund von Verlängerungsoptionen und einer „Term-out“-Option jeweils um 364 Tage verlängert werden kann. Ziehungen unter Tranche A können mit Ausnahme der Rückzahlung von Commercial Paper für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Die Zinssätze für Inanspruchnahmen betragen im Allgemeinen EURIBOR bzw. LIBOR für die entsprechende Währung zuzüglich einer Marge von 0,2 Prozent p.a. Tranche B hat eine Laufzeit von 5 Jahren, gezogene Beträge können zur Refinanzierung bestehender Kredite und als Liquiditätsreserve genutzt werden. Für Ziehungen unter dieser Tranche beträgt der Zinssatz EURIBOR bzw. LIBOR für die entsprechende Währung zuzüglich einer Marge von 0,25 Prozent p.a. Im Dezember 2003 wurde Tranche A mit der Verlängerungsoption um 364 Tage verlängert. Der Betrag der Tranche A wurde hierbei von 10 Mrd € auf 7,5 Mrd € reduziert. Die Kreditlinie enthält keine finanziellen Covenants. Ein Cross-Default wird ausgelöst, wenn ein Kündigungsgrund für eine andere Verbindlichkeit eines Kreditnehmers vorliegt. Weiterhin werden Cross-Defaults ausgelöst, wenn Verbindlichkeiten einer wesentlichen Tochtergesellschaft oder eines der Kreditnehmer infolge des Vorliegens eines Kündigungsgrundes vorzeitig fällig gestellt werden (cross acceleration default) oder fällige Verbindlichkeiten weder am Fälligkeitstag noch innerhalb einer jeweils eingeräumten Nachfrist erfüllt werden (cross payment default). Solche Cross-Defaults

liegen nur vor, wenn der Gesamtbetrag der betroffenen Verbindlichkeiten 100 Mio € (oder den entsprechenden Betrag in jeder anderen Währung) übersteigt. Wesentliche Tochtergesellschaften sind E.ON Energie AG, Powergen UK plc, LG&E Energy Corp. und alle anderen Konzerngesellschaften, deren Vermögensgegenstände oder Umsätze 10 Prozent der entsprechenden Posten des Gesamtkonzerns überschreiten. Zum 31. Dezember 2003 war diese Kreditlinie ungenutzt (2002: 0 Mio €).

Bilaterale Kreditlinien

Zum Jahresende 2003 verfügte die E.ON AG über fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien in Höhe von rund 180 Mio € (2002: 480 Mio €) mit Laufzeiten von bis zu einem Jahr und variablen Zinssätzen von bis zu 0,25 Prozent p.a. über EURIBOR. Diese Kreditlinien können für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Darüber hinaus verfügte die E.ON AG auch über mehrere nicht fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien. Zum 31. Dezember 2003 betrug die Inanspruchnahme 0 Mio € (2002: 420 Mio €).

Zudem verfügte E.ON North America Inc. (E.ON North America), New York, USA, ein 100-prozentiges Tochterunternehmen der E.ON AG, zum 31. Dezember 2003 über eine 100-Mio-USD-Kreditlinie. Diese Kreditfazilität steht als Überziehungskredit für allgemeine Unternehmenszwecke zur Verfügung. Der Zinssatz für den täglich in Anspruch genommenen Saldo liegt jeweils um 0,08 Prozent über der Federal Funds Rate. Zum Jahresende 2003 und 2002 war die Kreditlinie ungenutzt.

Keine der bilateralen Kreditlinien der E.ON AG enthält finanzielle Covenants, Cross-Default-Klauseln oder Rating-abhängige Regelungen.

E.ON Energie

Sydkraft MTN-Programm

Im Jahr 1999 wurde von der E.ON Energie-Tochter Sydkraft ein inländisches MTN-Programm aufgelegt, das im Jahr 2003 auf 13 Mrd schwedische Kronen (SEK) aufgestockt wurde. Im Rahmen dieses Programms, das von Jahr zu Jahr verlängert wird, können Schuldtitel mit Laufzeiten von bis zu 15 Jahren und unterschiedlichen Zinssätzen emittiert werden. Das Programm enthält zum Jahresende 2003 bzw. 2002 keine finanziellen Covenants. Es enthält jedoch eine Cross-Default-Klausel, die ausgelöst wird, wenn Sydkraft oder eine der Tochtergesellschaften mit der Zahlung fälliger Verbindlichkeiten in Höhe von mindestens 10 Mio SEK in Verzug gerät. Zum 31. Dezember 2003 waren Schuldverschreibungen in Höhe von 5.895 Mio SEK bzw. 649 Mio € (2002: 6.774 Mio SEK bzw. 740 Mio €) ausstehend.

Sydkraft und Granninge Commercial Paper-Programme

Im Jahr 1990 wurde von Sydkraft ein inländisches Commercial Paper-Programm aufgelegt, das im Jahr 1999 auf 3 Mrd SEK aufgestockt wurde. Es ermöglicht die Ausgabe von Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 365 Tagen. Zum 31. De-

zember 2003 hatte Sydkraft im Rahmen dieses Programms Commercial Paper in Höhe von 300 Mio SEK bzw. 33 Mio € (2002: 2.285 Mio SEK bzw. 249 Mio €) emittiert.

Im Jahr 1990 wurde von Sydkraft ein Euro Commercial Paper-Programm aufgelegt, unter dem das Unternehmen Commercial Paper in Höhe von maximal 200 Mio USD mit Laufzeiten von bis zu 365 Tagen ausgeben kann. Zum 31. Dezember 2003 hatte Sydkraft unter diesem Programm keine Commercial Paper (2002: 34 Mio USD bzw. 32 Mio €) ausstehend.

Zudem hat Graninge, ein Tochterunternehmen der Sydkraft, ein inländisches 3-Mrd-SEK-Commercial Paper-Programm aufgelegt, das dem Unternehmen die Ausgabe von Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 365 Tagen ermöglicht. Zum 31. Dezember 2003 waren im Rahmen dieses Programms 792 Mio SEK bzw. 87 Mio € ausstehend.

Keines dieser Commercial Paper-Programme enthält finanzielle Covenants oder Cross-Default-Klauseln.

Darlehen von Kreditinstituten, Kreditfazilitäten

Zum 31. Dezember 2003 verfügten die E.ON Energie und ihre Tochtergesellschaften über fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien in Höhe von 1.053 Mio € mit Laufzeiten von bis zu einem Jahr und variablen Zinssätzen von bis zu 0,475 Prozent p.a. über EURIBOR (2002: 778 Mio €). Grundsätzlich können diese Kreditlinien für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Insbesondere dienen sie als Avallinien für die Abgabe von Bürgschafts- und Garantieerklärungen durch Banken. Außerdem verfügte die E.ON Energie bei verschiedenen Banken über nicht fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien. Zum Jahresende 2003 betrug die Inanspruchnahme der Kreditlinien 294 Mio € (2002: 107 Mio €).

Hierin enthalten ist eine im Jahr 1999 von Graninge vereinbarte 210 Mio € revolvingende Kreditlinie mit einer Laufzeit bis 2004. Graninge kann die Kreditlinie mit Ziehungen für Zeiträume von ein bis sechs Monaten und einer Marge von 0,36 Prozent p.a. über LIBOR in Anspruch nehmen. Diese Kreditlinie kann für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Die Kreditlinie enthält finanzielle Covenants einschließlich einer Obergrenze für die Aufnahme weiterer Verbindlichkeiten und eine Mindest-Eigenkapitalquote sowie eine Cross-Default-Klausel, die ausgelöst wird, wenn Graninge mit der Zahlung fälliger Verbindlichkeiten in Höhe von 5 Mio € oder mehr in Verzug gerät. Zum Jahresende 2003 betrug die Inanspruchnahme dieser Kreditlinie 110 Mio €.

Darlehen von Kreditinstituten – darunter auch zinsvergünstigte Kreditfazilitäten deutscher und ausländischer Banken – wurden von E.ON Energie und ihren Tochtergesellschaften hauptsächlich zur Finanzierung spezifischer Projekte oder Investitionsprogramme genutzt. Insgesamt wurden Darlehen (einschließlich kurzfristiger Kreditlinien) in Höhe von 2.257 Mio € (2002: 2.400 Mio €) aufgenommen.

Ruhrgas

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 2,6 Mrd €, die in unterschiedlichen Währungen in Anspruch genommen werden kann

Im Januar 2002 wurde von Ruhrgas AG eine Kreditlinie vereinbart, die Kreditaufnahmen in unterschiedlichen Währungen in einer Gesamthöhe von 2,6 Mrd € ermöglichte. Dieser Kreditrahmen unterteilte sich in eine Tranche A über 2,0 Mrd € und eine Tranche B über 0,6 Mrd €. Tranche A hatte eine ursprüngliche Laufzeit von 2 Jahren. Tranche B hatte eine Laufzeit von 364 Tagen, die aufgrund einer „Term-out“-Option um 1 Jahr verlängert werden konnte. Die Zinssätze für Ziehungen betrugen bei dieser variabel verzinslichen Kreditlinie EURIBOR bzw. LIBOR zuzüglich einer Marge von 0,325 bis 0,375 Prozent p.a. Im April 2003 wurde im Zuge der Übernahme durch E.ON die zwischenzeitliche Inanspruchnahme der Kreditlinie zurückgeführt und die Kreditlinie anschließend gekündigt.

Langfristige Darlehen

Im März 1999 wurden vier langfristige bilaterale Festzinsdarlehen von Kreditinstituten in einer Gesamthöhe von 280 Mio € mit Laufzeiten von 5 bis 15 Jahren aufgenommen. Die Darlehen sind endfällig, die ausstehende Darlehenssumme per 31. Dezember 2003 betrug 280 Mio €. Die Zinssätze für diese Darlehen betrugen zwischen 3,75 Prozent und 5,068 Prozent p.a. (im Mittel ca. 4,76 Prozent p.a.).

Zudem hat Ruhrgas über das Tochterunternehmen Ferngas Nordbayern GmbH, Nürnberg, im Zeitraum von 1997 bis 2003 insgesamt langfristige Kredite in Höhe von 84 Mio € aufgenommen. Die einzelnen Kredite haben jeweils eine Laufzeit von 10 Jahren mit jährlicher oder quartalsweiser Tilgung. Die ausstehende Darlehenssumme per 31. Dezember 2003 betrug 50 Mio €. Die Zinssätze für die Darlehen betrugen zwischen 4,25 Prozent und 5,98 Prozent p.a. (im Mittel rund 5,06 Prozent p.a.).

Diese Darlehen enthalten keine finanziellen Covenants. Sie enthalten jedoch Cross-Default-Klauseln, die ausgelöst werden, wenn Ruhrgas mit Zahlungen für fällige Verbindlichkeiten in Höhe von über 20 Mio € bzw. 30 Mio €, je nach Darlehen, in Verzug ist.

Bilaterale Kreditlinien

Der Ruhrgas-Konzern verfügt über nicht fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien. Zum Jahresende 2003 betrug die Inanspruchnahme der Kreditlinien 9 Mio €.

174 Anhang

Powergen

UK-Aktivitäten

Langfristige Anleihen

Zum 31. Dezember 2003 hatte Powergen Ltd. einen von Powergen US Funding LLC (Powergen US Funding), Delaware, USA, emittierten, bis Oktober 2004 laufenden Global US Dollar Bond über 1.050 Mio USD bzw. 840 Mio € mit einem Zinssatz von 4,5 Prozent ausstehend.

Darüber hinaus hatte Powergen UK plc (Powergen UK), London, Großbritannien, zum 31. Dezember 2003 die folgenden Anleihen ausstehend:

- eine von Powergen UK aufgelegte, bis zum Juli 2006 laufende Anleihe über 250 Mio GBP bzw. 357 Mio € mit einem Zinssatz von 8,5 Prozent,
- eine von Powergen UK aufgelegte, bis zum April 2024 laufende Anleihe über 250 Mio GBP bzw. 357 Mio € mit einem Zinssatz von 6,25 Prozent,
- eine von Powergen UK aufgelegte, bis Juli 2009 laufende Euroanleihe über 500 Mio € mit einem Zinssatz von 5,0 Prozent,
- ein von Powergen (East Midlands) Investments, London, Großbritannien, emittierter, bis zum Mai 2007 laufender Yankee Bond über 410 Mio USD bzw. 328 Mio € mit einem Zinssatz von 7,45 Prozent.

Diese Anleihen enthalten sämtlich Covenants hinsichtlich Negativerklärungen und Beschränkungen von Sale-and-lease-back-Transaktionen. Sie enthalten ebenfalls Cross-Default-Klauseln, die ausgelöst werden, wenn der Emittent, Powergen, oder eine der Tochtergesellschaften ihren Verpflichtungen hinsichtlich der Zahlung von Agio, Zinsen oder der Tilgung fälliger Verbindlichkeiten in Höhe von, je nach Anleihe, 15 Mio GBP bis 50 Mio GBP nicht nachkommen.

US Commercial Paper-Programm

Das im Dezember 2000 von Powergen US Funding (unter Garantie von Powergen) aufgelegte US Commercial Paper-Programm in Höhe von 3 Mrd USD ermöglichte es dem Unternehmen, von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten bis zu 270 Tagen an Investoren auszugeben. Der Erlös aus der Emission von Commercial Papern konnte zur Finanzierung von Akquisitionen und auch für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Dieses Programm wurde am 7. Juli 2003 beendet.

Euro Commercial Paper-Programm

Im Februar 1994 vereinbarte Powergen UK ein Euro Commercial Paper-Programm mit einem genehmigten Betrag von bis zu 500 Mio USD oder dem entsprechenden Gegenwert. Die Erlöse unter dem Programm konnten für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Dieses Programm wurde am 7. Juli 2003 beendet.

US-Aktivitäten

Anleihen und MTN-Programme

LG&E Capital Corp. (LG&E Capital), Louisville/Kentucky, USA, verfügt über ein MTN-Programm, das die Begebung von Anleihen in Höhe von ursprünglich bis zu 1,05 Mrd USD ermöglichte. Einmal aufgenommene und zurückgezahlte Beträge können nicht wieder neu aufgenommen werden. Zum 31. Dezember 2003 standen unter dem Programm 450 Mio USD bzw. 360 Mio € (2002: 450 Mio USD bzw. 432 Mio €) aus, und 400 Mio USD verblieben für zukünftige Anleihebegebungen. Für Emissionen unter diesem Programm betrug der Zinssatz im Jahr 2003 durchschnittlich 6,7 Prozent p. a., und die Fälligkeiten lagen zwischen 2004 und 2008.

Das MTN-Programm von LG&E Capital verlangt von LG&E Energy, mindestens 80 Prozent von LG&E Capital und 100 Prozent von Louisville Gas and Electric Company (LG&E), Louisville/Kentucky, USA, zu halten. Ferner verlangt das Programm ein Eigenkapital von LG&E Capital von mindestens 25 Mio USD und untersagt die Verpfändung der Aktien von LG&E und LG&E Capital. Darüber hinaus schränkt das Programm den Einsatz von Sale-and-lease-back-Transaktionen ein. Jeder Zahlungsverzug von LG&E Capital's Tochtergesellschaften bzw. LG&E oder LG&E Energy, der 15 Mio USD bzw. 25 Mio USD überschreitet, stellt einen Kündigungsgrund des MTN-Programms dar.

Zusätzlich standen zum 31. Dezember 2003 bei LG&E Anleihen in Höhe von 574 Mio USD bzw. 459 Mio € und bei Kentucky Utilities Company (Kentucky Utilities), Louisville/Kentucky, USA, in Höhe von 390 Mio USD bzw. 312 Mio € aus. Diese beinhalten sowohl festverzinsliche als auch variabel verzinsliche Anleihen. Die Zinssätze für fest verzinsliche Anleihen betragen zwischen 5,75 Prozent p. a. und 7,92 Prozent p. a.; die durchschnittliche Verzinsung der variabel verzinslichen Anleihen betrug im Jahr 2003 unter 4 Prozent p. a. Die von LG&E begebenen Anleihen sind zwischen 2013 und 2033 fällig, während die von Kentucky Utilities begebenen Anleihen Fälligkeiten von 2006 bis 2032 aufweisen. Bei LG&E und bei Kentucky Utilities sind die Anleihen durch Pfandrechte auf alle wesentlichen Aktiva des jeweiligen Unternehmens besichert.

Commercial Paper-Programme

LG&E verfügt über ein Commercial Paper-Programm in Höhe von 200 Mio USD, das dem Unternehmen die Ausgabe von Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 270 Tagen ermöglicht. Zum 31. Dezember 2003 standen keine Schuldtitel aus (2002: 0 Mio €).

LG&E Capital verfügt über ein Commercial Paper-Programm in Höhe von 600 Mio USD, das dem Unternehmen die Ausgabe von Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 270 Tagen ermöglicht. Zum 31. Dezember 2003 standen keine Schuldtitel aus (2002: 0 Mio €).

Diese Commercial Paper-Programme enthalten weder finanzielle Covenants noch Cross-Default-Klauseln.

Bilaterale Kreditlinien, Darlehen von Kreditinstituten
LG&E verfügt über fünf revolvingende Kreditlinien in einer Gesamthöhe von 185 Mio USD bzw. 148 Mio € mit einer Laufzeit bis Juni 2004. Zum 31. Dezember 2003 waren diese Kreditlinien ungenutzt.

Diese Kreditlinien enthalten finanzielle Covenants, insbesondere die Einhaltung eines Verschuldungsgrads von unter 70 Prozent, einen direkten oder indirekten Anteilsbesitz der E.ON AG an LG&E von mindestens zwei Dritteln der Stimmrechte, eine Rating-Vorgabe für LG&E von mindestens BBB- bzw. Baa3 sowie eine Veräußerungsbeschränkung auf Vermögensgegenstände, sofern diese aggregiert 15 Prozent der Bilanzsumme übersteigen. Die einzelnen Kreditlinien enthalten jeweils eine Cross-Default-Klausel, die ausgelöst würde, wenn LG&E eine andere fällige Verbindlichkeit nicht zahlte. Ein Cross-Default tritt nur ein, wenn der Gesamtbetrag der betroffenen Verbindlichkeiten 25 Mio € übersteigt.

Zudem verfügte LG&E Capital zum 31. Dezember 2003 über kurz- und langfristige Darlehen in einer Höhe von insgesamt 35 Mio USD bzw. 28 Mio € (2002: 39 Mio USD bzw. 37 Mio €).

Viterra

Bilaterale Kreditlinien

Zum Jahresende 2003 verfügte Viterra über fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien von verschiedenen inländischen und ausländischen Banken über rund 471 Mio € (2002: 403 Mio €) mit Laufzeiten von bis zu einem Jahr. Diese Kreditlinien können für allgemeine Unternehmenszwecke wie z.B. Bankgarantien genutzt werden. Zum 31. Dezember 2003 wurden 149 Mio € (2002: 225 Mio €) in Anspruch genommen.

Langfristige Darlehen

Zum Jahresende 2003 verfügten die Viterra AG und ihre Tochtergesellschaften über eine Vielzahl langfristiger Darlehen von Kreditinstituten und anderen Gläubigern in einer Gesamthöhe von 2.480 Mio € (2002: 2.552 Mio €) mit Laufzeiten von bis zu 10 Jahren. Zum 31. Dezember 2003 waren Darlehen von Banken und anderen Gläubigern mit einem Nominalwert von 1.662 Mio € grundpfandrechtlich besichert. Darlehen im Gegenwert von 464 Mio € waren durch die Verpfändung von Anteilen besichert. Für Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 154 Mio € wurde bei Vertragsabschluss die Verpflichtung eingegangen, bis spätestens zum 30. Juni 2004 eine Besicherung in Form einer Verpfändung von Gesellschaftsanteilen beizubringen. Die Zinssätze für diese Finanzverbindlichkeiten betrugen zwischen 0 Prozent und 10 Prozent (im Mittel ca. 4 Prozent).

Die Finanzverbindlichkeiten der E.ON AG weisen zum 31. Dezember 2003 die folgenden Fälligkeiten auf:

Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten nach Fälligkeiten							
in Mio €	Fälligkeit 2004	Fälligkeit 2005	Fälligkeit 2006	Fälligkeit 2007	Fälligkeit 2008	Fälligkeit nach 2008	Summe
Anleihen (inkl. MTN-Programme)	1.400	137	761	424	147	8.637	11.506
Commercial Paper	2.168	-	-	-	-	-	2.168
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.283	365	621	422	225	2.001	4.917
Wechselverbindlichkeiten	-	-	-	3	-	68	71
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	340	43	90	41	54	764	1.332
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	5.191	545	1.472	890	426	11.470	19.994
Genutzte Kreditlinien	459	-	-	-	-	-	459
Ungenutzte Kreditlinien	9.422	-	-	5.000	-	-	14.422
Genutzte und ungenutzte Kreditlinien	9.881	-	-	5.000	-	-	14.881

176 Anhang

Die Finanzverbindlichkeiten lassen sich nach Zinssätzen wie folgt darstellen:

Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten nach Zinssätzen						
in Mio €	31. Dezember 2003					
	0-3 %	3,1-7 %	7,1-10 %	10,1-14 %	über 14 %	Summe
Anleihen (inkl. MTN-Programme)	616	9.944	946	-	-	11.506
Commercial Paper	2.048	120	-	-	-	2.168
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.567	3.134	182	31	3	4.917
Wechselverbindlichkeiten	3	68	-	-	-	71
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	363	943	14	12	-	1.332
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	4.597	14.209	1.142	43	3	19.994

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten setzen sich zum 31. Dezember 2003 und 31. Dezember 2002 wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten		
in Mio €	31. Dezember	
	2003	2002
Grundpfandrechtlich besicherte Bankdarlehen	1.678	1.676
Sonstige besicherte Bankdarlehen	574	1.150
Unbesicherte Bankdarlehen, in Anspruch genommene Kreditlinien, kurzfristige Kredite	2.665	3.726
Summe	4.917	6.552

Von den besicherten Bankdarlehen in Höhe von insgesamt 2.252 Mio € (2002: 2.826 Mio €) sind 495 Mio € (2002: 517 Mio €) unverzinslich bzw. niedrigverzinslich.

Die Bankdarlehen mit Zinssätzen unter Marktniveau betreffen vor allem das Segment Viterro für die Finanzierung des vermieteten Immobilienbesitzes. Im Gegenzug zur Finanzierung unter Marktniveau erhalten die Kreditgeber Belegungsrechte für Wohnungen zu vergünstigten Konditionen. Die Darlehen werden zum Barwert bilanziert. Der Differenzbetrag aus der Diskontierung wird als passiver Rechnungsabgrenzungsposten dargestellt und in den Folgejahren als Mietertrag aufgelöst. Gegenläufig erhöht sich über die Aufzinsung der Verbindlichkeiten der Zinsaufwand.

Von den gesamten Finanzverbindlichkeiten sind 1.052 Mio € (2002: 696 Mio €) unverzinsliche und niedrig verzinsliche Verbindlichkeiten.

Betriebliche Verbindlichkeiten

Von den betrieblichen Verbindlichkeiten sind 14.049 Mio € (2002: 14.186 Mio €) unverzinslich.

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 285 Mio € (2002: 274 Mio €) wurden überwiegend für Investitionen im Kerngeschäft Energie gewährt, wobei die bezuschussten Vermögensgegenstände im Eigentum der E.ON verbleiben und diese Zuschüsse nicht rückzahlbar sind. Analog zum Abschreibungsverlauf wird ihre Auflösung bei den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 3.516 Mio € (2002: 3.532 Mio €) wurden von Kunden im Kerngeschäft Energie gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt. Diese Zuschüsse sind nicht rückzahlbar; sie werden grundsätzlich entsprechend der Nutzungsdauer ergebniserhöhend aufgelöst und den Umsatzerlösen zugerechnet.

Die sonstigen Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen die negativen Marktwerte der derivativen Finanzinstrumente in Höhe von 1.791 Mio € (2002: 1.982 Mio €), Verbindlichkeiten aus den von E.ON Benelux getätigten Cross-Border-Leasing-Transaktionen für Kraftwerke von 1.020 Mio € (2002: 1.235 Mio €) sowie Zinsverpflichtungen in Höhe von 616 Mio € (2002: 613 Mio €).

(26) Haftungsverhältnisse und sonstige Verpflichtungen

Haftungsverhältnisse und sonstige Verpflichtungen der E.ON betreffen eine Vielzahl von Sachverhalten, einschließlich Finanzgarantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen (für weitere Informationen wird auf Textziffer 27 verwiesen), langfristige vertragliche und gesetzliche Verpflichtungen sowie sonstige Verpflichtungen.

Finanzgarantien

Finanzielle Garantien beinhalten sowohl direkte Verpflichtungen als auch indirekte Verpflichtungen (indirekte Garantien für Verpflichtungen Dritter). Hierbei handelt es sich um bedingte Zahlungsverpflichtungen des Garantiegebers in Abhängigkeit vom Eintritt eines bestimmten Ereignisses bzw. von Änderungen eines Basiswertes in Beziehung zu einem Vermögensgegenstand, einer Verbindlichkeit oder einem Eigenkapitaltitel des Garantieempfängers.

Die finanziellen Garantien der Gesellschaft beinhalten die Deckungsvorsorgen aus dem Betrieb von Kernkraftwerken. Die Verpflichtungen umfassen daneben direkte Finanzgarantien gegenüber Dritten für nahe stehende Unternehmen sowie Konzernfremde. Bei befristeten finanziellen Garantien reichen die Laufzeiten bis 2029. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 525 Mio € (2002: 866 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 310 Mio € (2002: 573 Mio €) enthalten. Die indirekten Garantien beinhalten insbesondere zusätzliche Verpflichtungen aus Cross-Border-Leasing-Transaktionen sowie Verpflichtungen zur finanziellen Unterstützung vorwiegend von nahe stehenden Unternehmen. Die befristeten indirekten Garantien haben Laufzeiten bis 2023. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 663 Mio € (2002: 753 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 353 Mio € (2002: 218 Mio €) enthalten. Die Gesellschaft hat zum 31. Dezember 2003 Rückstellungen in Höhe von 95 Mio € (2002: 50 Mio €) bezüglich der Finanzgarantien gebildet.

Für die Risiken aus nuklearen Schäden haben die deutschen Kernkraftwerksbetreiber nach Inkrafttreten des entsprechend novellierten Atomgesetzes (AtG) und der entsprechend novellierten Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) am 27. April 2002 bis zu einem Maximalbetrag von 2,5 Mrd € je Schadensfall Deckungsvorsorge nachzuweisen.

Ab Januar 2003 besteht eine einheitliche Haftpflichtversicherung über den Betrag von 255,6 Mio €. Die Abdeckung über die Nuklear Haftpflicht GbR erfasst nur noch die solidarische Absicherung in Bezug auf Ansprüche im Zusammenhang mit behördlich angeordneten Evakuierungsmaßnahmen im Bereich zwischen 0,5 Mio € und 15 Mio €. Konzernunternehmen haben sich entsprechend ihren Anteilen an Kernkraftwerken verpflichtet, deren Betriebsgesellschaften liquiditätsmäßig so zu stellen, dass sie ihren Verpflichtungen aus ihrer Zugehörigkeit zur Nuklear Haftpflicht GbR jederzeit nachkommen können.

Zur Erfüllung der anschließenden Deckungsvorsorge in Höhe von 2.244,4 Mio € je Schadensfall haben die E.ON Energie und die übrigen Obergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber mit Vertrag vom 11. Juli/27. Juli/21. August/28. August 2001 vereinbart, den haftenden Kernkraftwerksbetreiber im Schadensfall – nach Ausschöpfung dessen eigener Möglichkeiten und der seiner Muttergesellschaften – finanziell so auszustatten, dass dieser seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann (Solidarvereinbarung). Vertragsgemäß beträgt der auf die E.ON Energie entfallende Anteil bezüglich der Haftung, zuzüglich 5,0 Prozent für Schadensabwicklungskosten, 43,0 Prozent (2002: 40,6 Prozent).

Sydkraft hat entsprechend schwedischem Recht gegenüber staatlichen Einrichtungen Garantien abgegeben. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für Entsorgung hochradioaktiven Abfalls und Stilllegungen, die über die in der Vergangenheit bereits finanzierten Abgaben hinausgehen. Darüber hinaus ist Sydkraft für eventuelle Mehrkosten der Entsorgung schwach radioaktiven Abfalls verantwortlich, soweit die tatsächlichen Entsorgungskosten die in der Vergangenheit an ein Gemeinschaftsunternehmen schwedischer Kernkraftwerksbetreiber geleisteten Abgaben übersteigen.

Weder Powergen noch LG&E Energy betreiben Kernkraftwerke und haben daher keine vergleichbaren Eventualverbindlichkeiten.

178 Anhang

Freistellungsvereinbarungen

Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen, die von Konzerngesellschaften abgeschlossen wurden, beinhalten Freistellungsvereinbarungen und andere Garantien mit Laufzeiten bis 2041 entsprechend den gesetzlichen Regelungen der jeweiligen Länder, soweit vertraglich keine kürzeren Laufzeiten vereinbart wurden. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten in den Fällen, die unmittelbar aus den Verträgen ableitbar waren, maximal 5.693 Mio € betragen (2002: 5.663 Mio €). Sie beinhalten im Wesentlichen die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen und Gewährleistungen, Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Gewährleistungen. In manchen Fällen ist der Käufer verpflichtet, die Kosten teilweise zu übernehmen oder bestimmte Kosten abzudecken, bevor die Gesellschaft selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Teilweise werden Verpflichtungen zuerst von Versicherungsverträgen oder Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt. Die Gesellschaft hat in der Bilanz zum 31. Dezember 2003 Rückstellungen in Höhe von 103 Mio € (2002: 287 Mio €) für Freistellungen und andere Garantien aus Verkaufsvereinbarungen gebildet. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON AG (der VEBA AG oder der VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind in Form von Freistellungs-erklärungen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

Andere Garantien

Andere Garantien mit Laufzeiten bis 2020 beinhalten neben bedingten Kaufpreisanpassungen mit undiskontierten zukünftigen Zahlungen von maximal 36 Mio € (2002: 36 Mio €) Gewährleistungsgarantien und Marktwertgarantien, die zu undiskontierten zukünftigen Zahlungen in Höhe von maximal 69 Mio € führen könnten. Darüber hinaus bestehen Produktgarantien, für die nach Veränderung des Konsolidierungskreises ein Betrag von 30 Mio € in den Rückstellungen zum 31. Dezember 2003 enthalten ist. Die Veränderungen gegenüber dem Rückstellungsstand von 72 Mio € am 31. Dezember 2002 resultieren darüber hinaus mit 9 Mio € aus dem Verbrauch von Rückstellungen, mit 2 Mio € aus Rückstellungsaufösungen sowie mit 13 Mio € aus Zuführungen im Geschäftsjahr.

Langfristige Verpflichtungen

Langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2003 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Gas, Braun- und Steinkohle.

Der Gasbezug erfolgt in der Regel über langfristige Abnahmeverträge mit großen internationalen Erdgasproduzenten. Im Allgemeinen handelt es sich hierbei um Take-or-pay-Verträge. Die Preise für das Erdgas werden grundsätzlich an

Preise von Wettbewerbsenergien angelehnt, die die Wettbewerbssituation im Markt widerspiegeln. Die Regelungen der langfristigen Verträge werden in gewissen Abständen (in der Regel sind dies 3 Jahre) im Rahmen von Verhandlungen der Vertragspartner überprüft und können sich insofern ändern. Bei Nichteinigung über Preisüberprüfungen entscheidet abschließend ein neutrales Schiedsgericht. Für die Berechnung der finanziellen Verpflichtungen, die aus diesen Verträgen resultieren, werden die gleichen Prämissen wie zu internen Planungszwecken angewendet. Weiterhin werden für die Berechnungen die individuellen Take-or-pay-Bestimmungen der jeweiligen Verträge herangezogen.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen insbesondere gegenüber Gemeinschaftskraftwerken. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, welche generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird.

Des Weiteren bestehen bei E.ON Energie langfristige vertragliche Verpflichtungen zur Abnahme von Leistungen im Zusammenhang mit der Wiederaufarbeitung und Lagerung von abgebrannten Brennelementen. Der zu entrichtende Preis basiert auf marktüblichen Bedingungen.

Die übrigen finanziellen Verpflichtungen belaufen sich auf 4.538 Mio €. Sie enthalten im Wesentlichen Verpflichtungen aus Barabfindungsangeboten sowie mögliche Verpflichtungen aus Anteilerwerben.

Verpflichtungen aus Barabfindungsangeboten bestehen gegenüber den außen stehenden Aktionären von E.ON Bayern, von CONTIGAS sowie aufgrund der Durchführung von Verfahren zum Ausschluss von Minderheitsaktionären (Squeeze-out) bei E.ON Bayern sowie bei Thüga. Weiterhin besteht seit Oktober 2001 gegenüber einem Minderheitsaktionär von Sydkraft eine Stillhalterposition bezüglich des Kaufs der ausstehenden Anteile an Sydkraft. Im Falle der Ausübung dieser Verkaufsoption, deren Laufzeit im Jahr 2003 bis Ende 2007 verlängert wurde, wird der zu zahlende Kaufpreis auf rund 2,0 Mrd € geschätzt. Darüber hinaus hat E.ON Energie Stillhalterpositionen bezüglich des Erwerbs von Anteilen weiterer Gesellschaften übernommen. Im Falle der Ausübung dieser Verkaufsoptionen wird der zu zahlende Kaufpreis auf rund 1,2 Mrd € geschätzt.

Viterra hat den anderen Gesellschaftern der Deutschbau ein unwiderrufliches Angebot auf Kauf aller Anteile dieser Anteilseigner – auch in Teilbeträgen – zu einem Kaufpreis von 409 Mio € unter Berücksichtigung vertraglich definierter Anpassungen gemacht. Dieses Angebot kann nur bei Vorliegen bestimmter Bedingungen und nicht vor dem 30. September 2007 angenommen werden. Ein weiterer Vertrag beinhaltet eine in den Bedingungen abweichende Kaufoption für Viterra über die restlichen Anteile, die ebenfalls erst ab dem 30. September 2007 ausgeübt werden kann.

Die erwarteten Zahlungen aus langfristigen Verpflichtungen belaufen sich insgesamt auf 108.593 Mio € und verteilen sich wie folgt:

Langfristige Verpflichtungen					
in Mio €	Summe	1 Jahr	1-3 Jahre	3-5 Jahre	Mehr als 5 Jahre
Erdgas	94.290	1.700	18.899	17.606	56.085
Öl	-	-	-	-	-
Steinkohle	1.319	565	497	171	86
Braunkohle und andere fossile Brennstoffe	244	36	74	77	57
Summe Abnahmeverpflichtungen fossile Brennstoffe	95.853	2.301	19.470	17.854	56.228
Abnahmeverpflichtungen Elektrizität	5.001	1.354	926	681	2.040
Sonstige Abnahmeverpflichtungen	746	57	151	275	263
Summe langfristige Abnahmeverpflichtungen	101.600	3.712	20.547	18.810	58.531
Großreparaturen	4	4	-	-	-
Umweltschutzmaßnahmen	48	6	1	1	40
Übrige (z. B. kontrahierte noch nicht vollzogene Investitionen)	2.103	2.072	22	6	3
Summe Bestellobligo	2.155	2.082	23	7	43
Übrige finanzielle Verpflichtungen	4.538	633	161	3.636	108
Kreditzusagen	300	63	194	-	43
Summe	108.593	6.490	20.925	22.453	58.725

Miet-, Pacht- und Leasingverpflichtungen

Die Nominalwerte der Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Leasingverträgen weisen folgende Fälligkeiten auf:

Miet-, Pacht- und Leasingverpflichtungen	
in Mio €	
2004	146
2005	129
2006	123
2007	117
2008	111
Nach 2008	820
Summe	1.446

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 100 Mio € (2002: 132 Mio €).

180 Anhang

(27) Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche

Gegen Konzernunternehmen sind verschiedene Prozesse, darunter Klagen wegen Produkthaftungsansprüchen und angeblicher Preisabsprachen, behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche anhängig oder könnten in der Zukunft eingeleitet oder geltend gemacht werden. Dazu zählen namentlich zwei Klagen, die in den USA gegen Tochterunternehmen der Ruhrgas Industries GmbH anhängig sind. Rechtsstreitigkeiten sind vielen Unsicherheiten unterworfen; auch wenn der Ausgang einzelner Verfahren nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden kann, werden daraus sich ergebende mögliche Verpflichtungen nach Einschätzungen des Vorstands keinen wesentlichen Einfluss auf Finanzlage, Betriebsergebnis oder Liquidität des Konzerns haben.

Im Rahmen verschiedener gesellschaftsrechtlicher Umstrukturierungen in den vergangenen Jahren wurden von Seiten außen stehender Aktionäre mehrere Spruchstellenverfahren eingeleitet, die eine Überprüfung der Angemessenheit des Umtauschverhältnisses oder der Höhe der Barabfindung zum Inhalt haben. Betroffen ist das Segment E.ON Energie, das mittlerweile abgegebene Segment Distribution/Logistik sowie die Fusion zwischen VEBA und VIAG selbst. Da die Umtauschverhältnisse und die Abfindungen gutachterlich ermittelt und von Wirtschaftsprüfungsgesellschaften überprüft wurden, geht E.ON von der Richtigkeit der ermittelten Abfindungen bzw. Wertverhältnisse aus.

(28) Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung

Zur Kapitalflussrechnung werden folgende ergänzende Angaben gemacht:

Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung		
in Mio €	2003	2002
Mittelabfluss im Geschäftsjahr für		
Zinsen abzüglich aktivierter Beträge	1.197	917
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag abzüglich Erstattungen	1.064	1.170
Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten		
Anteilserhöhung bei E.ON Bayern AG gegen Ausgabe von E.ON-Aktien an die Minderheitsaktionäre	153	-
Tauschvorgänge bei Unternehmenserwerben	-	167

Die verkaufsbedingte Entkonsolidierung von Beteiligungen und Aktivitäten führte zu Bestandsabgängen von 13.153 Mio € (2002: 20.900 Mio €) bei den Vermögensgegenständen und 11.306 Mio € (2002: 14.535 Mio €) bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten. Der mitveräußerte Bestand an Zahlungsmitteln betrug 214 Mio € (2002: 1.373 Mio €).

Die Fokussierung auf das Kerngeschäft Energie führte zu einem beträchtlichen Anstieg des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit um 1.924 Mio € von 3.614 Mio € im Vorjahr auf 5.538 Mio € im Berichtsjahr.

Der deutliche Anstieg des operativen Cashflows ist trotz Belastungen durch die Entkonsolidierung von Degussa und Akquisitionszinsen im Berichtsjahr vor allem auf operative Verbesserungen, Konsolidierungen neuer Gesellschaften bei E.ON Energie sowie im Wesentlichen auf die Einbeziehung von Ruhrgas und Powergen zurückzuführen. Darüber hinaus war der operative Cashflow im Vorjahr durch einmalige zahlungswirksame Sondereffekte, insbesondere Steuerzahlungen einschließlich Zinsanteile für Vorjahre, belastet.

Die Auszahlungen für Investitionen im laufenden Jahr für Finanzanlagen betreffen im Wesentlichen den Erwerb der restlichen Geschäftsanteile an Ruhrgas sowie Anteilsaufstockungen bei Graninge und JCE/JME. Die hohen Investitionen des Vorjahres entfielen insbesondere auf Auszahlungen für die Akquisition von Powergen, die Übernahme des Vertriebsgeschäfts von TXU sowie den Erwerb von Ruhrgas-Anteilen. Die Investitionen des Berichtsjahres wurden im Wesentlichen durch Einzahlungen aus der Abgabe von Degussa, Viterro Energy Services, Gelsenwasser und Bouygues Telecom finanziert.

Für den Erwerb von Tochterunternehmen wurden 5.531 Mio € (2002: 12.758 Mio €, ohne 5.679 Mio € für nicht konsolidierte Ruhrgas-Anteile) gezahlt. Die dabei miterworbenen Zahlungsmittel betrugen 352 Mio € (2002: 819 Mio €). Der bei diesen Unternehmen erworbene Bestand an Vermögensgegenständen betrug 21.321 Mio € (2002: 31.018 Mio €) sowie an Rückstellungen und Verbindlichkeiten 9.806 Mio € (2002: 18.260 Mio €).

(29) Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Strategie und Ziele

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit ist der E.ON-Konzern finanzwirtschaftlichen Preisrisiken im Währungs-, Zins- und Commoditybereich ausgesetzt. Aus diesen Risiken resultieren Ergebnis-, Eigenkapital- und Cashflow-Schwankungen. Zur Begrenzung bzw. Ausschaltung dieser Risiken hat E.ON verschiedene Strategien entwickelt, die den Einsatz derivativer Instrumente beinhalten.

Der Einsatz von Derivaten ist gemäß E.ON-Richtlinien erlaubt, wenn ihnen bilanzierte Vermögensgegenstände oder Verbindlichkeiten, vertragliche Ansprüche oder Verpflichtungen beziehungsweise geplante operative Transaktionen zugrunde liegen. In einzelnen Gesellschaften der Segmente E.ON Energie und Powergen findet darüber hinaus ein Eigenhandel im Rahmen der nachstehend beschriebenen Risikomanagementrichtlinien statt.

Die E.ON AG hat Risikomanagementrichtlinien für den Einsatz derivativer Finanzinstrumente im Zins- und Währungsbereich aufgestellt, die für den Konzern umfassende Rahmenbedingungen darstellen. Die Teilkonzerne haben darüber hinaus eigene Risikomanagementrichtlinien für den Commoditybereich entwickelt, um die aus ihren jeweiligen Geschäftsfeldern resultierenden finanzwirtschaftlichen Risiken auszuscheiden oder zu begrenzen. Die Richtlinien der Teilkonzerne bewegen sich im Rahmen der allgemeinen Risikomanagementrichtlinien der E.ON AG. Als Teil der Rahmenbedingungen für das Zins- und Währungsrisikomanagement wird ein unternehmensweites Berichtssystem eingesetzt, um Risiken der einzelnen Konzerngesellschaften zu erkennen, zu überwachen und eine kurz- und langfristige Finanzplanung zu erstellen. Die Bonität der Geschäftspartner wird im Rahmen des Kreditrisikomanagements laufend überwacht.

Die Energiehandelstätigkeiten unterliegen den Bestimmungen der teilkonzernspezifischen Risikomanagementrichtlinien. Energiehandelskontrakte werden für die Zwecke Preisrisikomanagement, Systemoptimierung, Lastenausgleich und Margenerhöhung abgeschlossen. Der Eigenhandel ist nur innerhalb enger Limite erlaubt, die durch handelsunabhän-

gige Gremien festgelegt und überwacht werden. Als Limite werden insbesondere Profit at Risk- und Value at Risk-Kennziffern, Volumen-, Kredit- und Buchlimite eingesetzt. Die Funktionstrennung der Bereiche Disposition, Handel, Abwicklung und Kontrolle sowie eine handelsunabhängige Risikoberichterstattung sind weitere Kernelemente des Risikomanagements.

Hedge Accounting gemäß SFAS 133 wird insbesondere angewendet bei Zinsderivaten hinsichtlich der Sicherung langfristiger Verbindlichkeiten, bei Devisenderivaten zur Sicherung von Auslandsbeteiligungen (Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation) und langfristigen Fremdwährungsverbindlichkeiten. Im Commoditybereich werden Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme gesichert, die aus dem geplanten Stromein- und -verkauf sowie dem erwarteten Gasbezug resultieren.

Fair Value Hedges

Fair Value Hedge Accounting wird insbesondere beim Tausch fester Zinsbindungen von in US-Dollar, Schwedischen Kronen und Euro denominierten Ausleihungen und langfristigen Verbindlichkeiten in variable Zinsbindungen eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente werden Zins- und Zins-/Währungsswaps genutzt. Die Ergebnisse sind unter den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. Aufwendungen erfasst. Der ineffektive Teil aller Fair Value Hedges hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 2 Mio € (2002: 1 Mio €) betragen.

Cash Flow Hedges

Zur Begrenzung des Zinsänderungs- und Devisenrisikos werden insbesondere Zins- und Zins-/Währungsswaps eingesetzt. Diese Instrumente sichern Zahlungsströme aus verzinslichen Ausleihungen und langfristigen Verbindlichkeiten in Fremdwährungen und in Euro durch Cash Flow Hedge Accounting in der funktionalen Währung der jeweiligen E.ON-Gesellschaft. Zur Begrenzung der Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme aus dem Strom- und Gasgeschäft aufgrund variabler Marktpreise werden Termingeschäfte und Futures eingesetzt, für die ebenfalls Cash Flow Hedge Accounting angewendet wird.

Zum 31. Dezember 2003 sind bestehende Grundgeschäfte in Cash Flow Hedges mit Laufzeiten bis zu 13 Jahren (2002: 4 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu 29 Jahren (2002: bis zu 18 Jahren) im Bereich der Zinsicherungen einbezogen. Im Commoditybereich betragen die Laufzeiten geplanter Grundgeschäfte bis zu 4 Jahre (Vorjahr: bis zu 2 Jahre).

182 Anhang

Zum 31. Dezember 2003 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cash Flow Hedges ein Aufwand in Höhe von 0 Mio € (2002: 0 Mio €) sowie aus Umgliederungen aus dem kumulierten Other Comprehensive Income für Cash Flow Hedges ein Aufwand von 154 Mio € (2002: 10 Mio €), wovon 1 Mio € aus dem Wegfall der geplanten Zahlungsströme resultieren. Auf Basis von Schätzungen wird erwartet, dass sich aus Umgliederungen aus dem kumulierten Other Comprehensive Income für Cash Flow Hedges in den nächsten zwölf Monaten ein Aufwand in Höhe von 23 Mio € ergibt. Die Ergebnisse werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. Aufwendungen erfasst.

Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Nettoaktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Währungsswaps und originäre Fremdwährungsdarlehen eingesetzt. Zum 31. Dezember 2003 wurden 856 Mio € (2002: 238 Mio €) aus Marktwertveränderungen von Derivaten und der Stichtagskursumrechnung von originären Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit Net Investment Hedges im Other Comprehensive Income in dem Posten Währungsumrechnung ausgewiesen.

Bewertung derivativer Finanzinstrumente

Der Marktwert derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Werte werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Marktwert ist der Preis, zu dem eine Partei die Rechte und/oder Pflichten einer anderen Partei übernehmen würde. Die Marktwerte der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten ermittelt.

Die der Bewertung zugrunde liegenden Bewertungsmethoden und Annahmen bezüglich der Bewertung der eingesetzten Finanzinstrumente stellen sich wie folgt dar:

- Devisen-, Strom-, Gas-, Kohle- und Öltermingeschäfte und -swaps werden einzeln mit dem Terminkurs bzw. -preis am Bilanzstichtag bewertet. Die Terminkurse bzw. -preise richten sich nach den Kassakursen und -preisen unter Berücksichtigung von Terminauf- und -abschlägen.
- Die Marktpreise von Devisen-, Strom- und Gasoptionen werden nach marktüblichen Bewertungsmethoden ermittelt. Caps, Floors und Collars werden anhand von Marktnotierungen oder auf der Grundlage von Optionspreismodellen bewertet.
- Die Marktwerte von Instrumenten zur Sicherung von Zinsrisiken werden durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die Diskontierung erfolgt anhand der marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Instrumente. Für Zins-, Währungs- und Zins-/Währungsswaps werden zum Bilanzstichtag für jede einzelne Transaktion die Barwerte ermittelt. Die Zinsauszahlungsbeträge werden im Zahlungszeitpunkt bzw. bei der Abgrenzung zum Stichtag erfolgswirksam erfasst.
- Aktienswaps werden auf Basis des Börsenkurses der zugrunde liegenden Aktien unter Berücksichtigung von Finanzierungskomponenten bewertet.
- Börsennotierte Stromtermingeschäfte und -optionen werden zum Bilanzstichtag einzeln mit den börsentäglich festgestellten Abrechnungspreisen bewertet, die von der jeweiligen Clearingstelle veröffentlicht werden. Gezahlte Initial Margins sind unter den sonstigen Vermögensgegenständen ausgewiesen. Während der Laufzeit erhaltene bzw. gezahlte Variation Margins werden unter den sonstigen Verbindlichkeiten bzw. sonstigen Vermögensgegenständen ausgewiesen und bei Glattstellung bzw. Erfüllung erfolgswirksam erfasst.
- Bestimmte langfristige Energiehandelskontrakte werden anhand von auf durchschnittlichen Wahrscheinlichkeiten beruhenden Bewertungsmodellen, die vertragsbezogene Bedingungen und Variablen beinhalten, bewertet.

Gesamt volumen der währungs-, zins- und aktienbezogenen Derivate				
in Mio € Restlaufzeit	Gesamt volumen der derivativen Finanzinstrumente			
	31. Dezember 2003		31. Dezember 2002	
	Nominalwert	Marktwert	Nominalwert	Marktwert
Devisentermingeschäfte				
Kauf	2.149,5	-142,5	4.486,9	-199,4
Verkauf	4.789,8	174,6	8.605,8	317,5
Devisenoptionen				
Kauf	425,4	14,6	313,2	-20,8
Verkauf	17,5	-	-	-
Zwischensumme	7.382,2	46,7	13.405,9	97,3
Währungsswaps				
bis 1 Jahr	376,1	-25,1	162,8	18,4
1 Jahr bis 5 Jahre	3.464,8	251,1	2.885,2	75,8
über 5 Jahre	7.304,6	188,9	5.810,9	21,3
Zins-/Währungsswaps				
bis 1 Jahr	51,1	-0,7	51,1	-0,7
1 Jahr bis 5 Jahre	227,3	17,4	278,4	21,4
über 5 Jahre	297,4	-3,2	-	-
Zwischensumme	11.721,3	428,4	9.188,4	136,2
Zinsswaps				
Festzinssahler				
bis 1 Jahr	315,1	-2,6	545,9	-12,6
1 Jahr bis 5 Jahre	1.567,5	-49,8	2.378,6	-85,2
über 5 Jahre	1.283,9	-64,4	1.173,8	-46,4
Festzinsempfänger				
bis 1 Jahr	47,6	0,4	559,1	7,5
1 Jahr bis 5 Jahre	99,7	8,9	1.184,6	56,1
über 5 Jahre	1.450,1	83,7	1.368,9	78,1
Zwischensumme	4.763,9	-23,8	7.210,9	-2,5
Zinsoptionen				
Kauf bis 1 Jahr	-	-	-	-
1 Jahr bis 5 Jahre	220,3	0,1	218,4	0,2
über 5 Jahre	-	-	-	-
Verkauf bis 1 Jahr	-	-	-	-
1 Jahr bis 5 Jahre	220,3	-4,0	218,4	-3,0
über 5 Jahre	-	-	-	-
Zwischensumme	440,6	-3,9	436,8	-2,8
Aktienwaps	76,5	158,3	-	-
Zwischensumme	76,5	158,3	-	-
Summe	24.384,5	605,7	30.242,0	228,2

Die vorstehende Tabelle enthält sowohl Derivate, die im Hedge Accounting nach SFAS 133 stehen, als auch Derivate, bei denen auf die Anwendung von Hedge Accounting verzichtet wird.

184 Anhang

Gesamtvolume der strom-, gas-, kohle- und ölbezogenen Derivate						
in Mio € Restlaufzeit	31. Dezember 2003		davon Handel 31. Dezember 2003		31. Dezember 2002	
	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert
Stromtermingeschäfte						
bis 1 Jahr	7.427,9	-1,1	6.666,4	-59,9	8.796,1	-159,1
1 Jahr bis 3 Jahre	2.345,3	-51,4	1.956,9	-27,8	2.044,8	-37,3
4 Jahre bis 5 Jahre	153,8	-7,0	64,0	-	46,0	0,5
über 5 Jahre	15,4	-0,4	-	-	16,0	0,1
Zwischensumme	9.942,4	-59,9	8.687,3	-87,7	10.902,9	-195,8
Stromswaps						
bis 1 Jahr	28,4	1,6	10,9	-0,2	24,0	-24,2
1 Jahr bis 3 Jahre	21,4	3,5	9,5	-0,5	17,8	-2,4
4 Jahre bis 5 Jahre	10,0	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	59,8	5,1	20,4	-0,7	41,8	-26,6
Stromoptionen						
bis 1 Jahr	49,3	0,2	49,3	0,2	242,4	2,3
1 Jahr bis 3 Jahre	-	-	-	-	239,6	-0,1
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	49,3	0,2	49,3	0,2	482,0	2,2
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte						
bis 1 Jahr	794,0	-83,5	742,1	25,3	2.760,4	-212,3
1 Jahr bis 3 Jahre	858,1	-42,5	358,8	33,4	940,3	-54,2
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	1.652,1	-126,0	1.100,9	58,7	3.700,7	-266,5
Börsengehandelte Stromoptionen						
bis 1 Jahr	101,5	-1,5	101,5	-1,5	111,1	-2,7
1 Jahr bis 3 Jahre	6,2	-4,4	-	-	313,0	-6,2
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	107,7	-5,9	101,5	-1,5	424,1	-8,9
Kohletermin- und -swapgeschäfte						
bis 1 Jahr	269,2	3,4	235,4	0,1	37,9	3,6
1 Jahr bis 3 Jahre	129,2	13,9	86,4	0,2	38,7	0,6
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	398,4	17,3	321,8	0,3	76,6	4,2
Übertrag	12.209,7	-169,2	10.281,2	-30,7	15.628,1	-491,4

Gesamtvolumen der strom-, gas-, kohle- und ölbezogenen Derivate						
in Mio € Restlaufzeit	31. Dezember 2003		davon Handel 31. Dezember 2003		31. Dezember 2002	
	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert
Übertrag	12.209,7	-169,2	10.281,2	-30,7	15.628,1	-491,4
Ölbezogene Derivate						
bis 1 Jahr	336,2	9,6	-	-	167,2	9,5
1 Jahr bis 3 Jahre	91,8	4,3	-	-	51,2	0,4
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	428,0	13,9	-	-	218,4	9,9
Gastermingeschäfte						
bis 1 Jahr	2.714,5	102,1	1.462,8	-3,8	3.290,4	1,9
1 Jahr bis 3 Jahre	832,8	71,3	110,9	0,2	1.047,9	-4,1
4 Jahre bis 5 Jahre	389,6	31,2	-	-	42,3	0,2
über 5 Jahre	453,4	58,9	-	-	-	-
Zwischensumme	4.390,3	263,5	1.573,7	-3,6	4.380,6	-2,0
Gasswaps						
bis 1 Jahr	261,6	1,1	184,9	-	146,4	7,2
1 Jahr bis 3 Jahre	28,1	2,3	-	-	52,5	-4,1
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	26,1	-2,3
über 5 Jahre	-	-	-	-	18,4	-1,2
Zwischensumme	289,7	3,4	184,9	-	243,4	-0,4
Gasoptionen						
bis 1 Jahr	419,3	-10,6	-	-	31,7	2,9
1 Jahr bis 3 Jahre	502,1	-4,7	-	-	-	-
4 Jahre bis 5 Jahre	56,4	5,7	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	977,8	-9,6	-	-	31,7	2,9
Summe	18.295,5	102,0	12.039,8	-34,3	20.502,2	-481,0

Kontrahentenrisiko aus dem Einsatz von derivativen Finanzinstrumenten

Beim Einsatz derivativer Finanzinstrumente ist das Unternehmen einem Kredit- (oder Rückzahlungs-) und einem Marktrisiko ausgesetzt. Wenn die Gegenpartei ihre Leistungsverpflichtungen aus dem derivativen Kontrakt nicht erfüllt, entspricht das Kontrahentenrisiko des Unternehmens dem positiven Marktwert, den das Derivat hat. Ist der Marktwert eines derivativen Kontraktes negativ, besteht eine Schuld des Unternehmens gegenüber der Gegenpartei, die in diesem Fall das Rückzahlungsrisiko trägt.

Um das Kontrahentenrisiko aus dem Einsatz von derivativen Finanzinstrumenten zu minimieren, werden Transaktionen mit erstklassigen Gegenparteien wie z. B. Finanzinstituten,

Warenbörsen, Weiterverteilern und Brokerhäusern geschlossen, welche die bestehenden Bonitätskriterien des Unternehmens erfüllen.

Im Rahmen des konzernweit etablierten Kreditrisikomanagements wird die Bonität der Geschäftspartner systematisch überwacht und das Kreditrisiko regelmäßig ermittelt. Das Kreditrating aller Geschäftspartner für derivative Kontrakte wird anhand der bestehenden Bonitätskriterien des Unternehmens überprüft. Zusätzlich überwachen die Tochtergesellschaften, die im Strom-, Gas-, Kohle- und Ölgeschäft tätig sind, laufend die Kreditwürdigkeit ihrer Geschäftspartner und führen detaillierte Kreditüberprüfungen durch. Zudem werden in Ausnahmefällen Sicherheiten eingefordert und gestellt. Derivative Transaktionen werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen durchgeführt, bei denen eine Aufrechnung aller offenen Transaktionen mit den Vertragspartnern möglich ist. Bei Stromtermin- und -options-

186 Anhang

kontrakten mit einem Nominalwert von 1.760 Mio €, die mit Strombörsen abgeschlossen wurden, bestehen zum 31. Dezember 2003 keine Adressenausfallrisiken.

Ein Saldieren (Netting) von laufenden Transaktionen mit positiven und negativen Marktwerten wird in der nach-

folgenden Tabelle nicht berücksichtigt, obwohl ein Großteil der Transaktionen im Rahmen von Verträgen abgeschlossen wurden, die ein Netting erlauben. Das Kontrahentenrisiko ermittelt sich als Summe der positiven Marktwerte. Insgesamt weist der Derivatebestand zum 31. Dezember 2003 folgende Laufzeiten- und Bonitätsstruktur auf:

Rating des Kontrahenten								
Standard & Poor's und/oder Moody's	31. Dezember 2003							
	Summe		Davon bis 1 Jahr		Davon 1 bis 5 Jahre		Davon über 5 Jahre	
	Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko	Nominalwert	Kontrahentenrisiko
in Mio €								
AAA und Aaa bis AA- und Aa3	17.644,3	1.043,7	4.920,9	209,1	5.036,6	294,8	7.686,8	539,8
AA- und A1 oder A+ und Aa3 bis A- und A3	12.881,5	476,2	7.541,7	328,4	4.106,0	128,1	1.233,8	19,7
A- und Baa1 oder BBB+ und A3 bis BBB- oder Baa3	3.205,2	299,2	1.757,2	41,0	1.125,6	234,3	322,4	23,9
BBB- und Ba1 oder BB+ und Baa3 bis BB- und Ba3	474,4	27,5	412,4	24,2	62,0	3,3	-	-
Sonstige ¹⁾	6.714,8	467,2	3.947,8	298,0	1.337,4	84,8	1.429,6	84,4
Summe	40.920,2	2.313,8	18.580,0	900,7	11.667,6	745,3	10.672,6	667,8

1) Die Position „Sonstige“ umfasst hauptsächlich Kontrahenten, für die E.ON Sicherheiten von Geschäftspartnern der oben genannten Ratingkategorien bzw. mit äquivalentem internen Rating erhalten hat.

(30) Nicht derivative Finanzinstrumente

Der geschätzte Marktwert der nicht derivativen Finanzinstrumente beruht auf vorliegenden Marktinformationen und geeigneten Bewertungsmethoden. Die Marktwerte sind unter Anwendung notwendiger Prämissen über die Bewertungsmethoden der Finanzinstrumente auf Basis der am Bilanzstichtag vorhandenen Marktinformationen berechnet worden.

den. Die ausgewiesenen Marktwerte sind nicht notwendigerweise maßgeblich für die Beträge, die E.ON unter aktuellen Marktbedingungen erzielen könnte.

Die Marktwerte der nichtderivativen Finanzinstrumente zum 31. Dezember 2003 und 2002 stellen sich wie folgt dar:

Nicht derivative Finanzinstrumente				
in Mio €	31. Dezember 2003		31. Dezember 2002	
	Buchwert	Marktwert	Buchwert	Marktwert
Aktiva				
Ausleihungen	1.785	1.787	2.048	2.052
Wertpapiere	7.969	7.969	8.587	8.587
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	2.192	2.192	1.847	1.847
Flüssige Mittel	3.807	3.807	1.317	1.317
Summe	15.753	15.755	13.799	13.803
Passiva				
Finanzverbindlichkeiten	21.787	22.498	24.850	25.352

Die Marktwerte der einzelnen Gruppen von Finanzinstrumenten, für die eine Marktbewertung durchgeführt wurde, sind anhand folgender Methoden und Annahmen ermittelt worden:

Für liquide Mittel gilt der Buchwert als realistische Schätzung ihres Marktwertes. Der Marktwert von Darlehen und sonstigen Finanzinstrumenten ergibt sich durch Diskontie-

rung der zukünftigen Cashflows mit den jeweils geltenden Zinssätzen für vergleichbare Instrumente. Der Marktwert von Fonds und marktfähigen Wertpapieren orientiert sich an den Börsenkursen der Geldanlagen oder sonstigen geeigneten Bewertungsmethoden.

Der Marktwert von Finanzverbindlichkeiten wird durch Diskontierung des erwarteten Mittelabflusses zu den marktüblichen Zinssätzen für Schuldtitel mit vergleichbaren Konditionen und Restlaufzeiten ermittelt. Der Marktwert von Commercial Paper und Geldaufnahmen im Rahmen revolvingender Kreditfazilitäten wird wegen der kurzen Laufzeiten etwa in Höhe des Buchwertes angesetzt.

Das allgemeine Bonitätsrisiko aus den eingesetzten Finanzinstrumenten wird für nicht wesentlich gehalten. Auch die Geschäftspartner, mit denen nicht derivative Finanzinstrumente abgeschlossen werden, werden einer regelmäßigen Bonitätsanalyse im Rahmen des konzernweiten Kreditrisikomanagements unterzogen. Darüber hinaus findet ein regelmäßiges Reporting über die Kreditausfallrisiken im E.ON-Konzern statt.

(31) Transaktionen mit nahe stehenden Unternehmen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit steht E.ON mit zahlreichen Unternehmen im Lieferungs- und Leistungsaustausch. Darunter befinden sich auch nahe stehende Unternehmen, die at equity bewertet werden oder zu Anschaffungskosten bilanziert sind. Mit diesen Unternehmen wurden Transaktionen getätigt, die sich im Berichts- und Vorjahr wie folgt ausgewirkt haben:

Transaktionen mit nahe stehenden Unternehmen		
in Mio €	2003	2002
Erträge	4.736	1.622
Aufwendungen	2.402	1.623
Forderungen	1.999	1.504
Verbindlichkeiten	2.353	2.189

Erträge aus Transaktionen mit nahe stehenden Unternehmen beruhen hauptsächlich auf Lieferungen von Gas und Strom an Weiterverteiler und kommunale Unternehmen, insbesondere an Stadtwerke. Die Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen unterscheiden sich grundsätzlich nicht von jenen Beziehungen, die mit kommunalen Unternehmen ohne Beteiligung von E.ON bestehen. Die wesentliche Erhöhung gegenüber dem Vorjahr ergibt sich aus der erstmaligen Einbeziehung von Ruhrgas.

Aufwendungen mit nahe stehenden Unternehmen entstehen vor allem durch Gas-, Kohle- und Strombezüge. Die Ausweitung der Transaktionen ist ebenfalls auf die erstmalige Einbeziehung von Ruhrgas zurückzuführen.

Die Forderungen gegen nahe stehende Unternehmen beinhalten im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie ein nachrangiges Darlehen an die ONE GmbH (ONE), Wien, Österreich (vormals: Connect Austria Gesellschaft für Telekommunikation Ges.m.b.H., Wien, Österreich), in Höhe von 474 Mio € (2002: 457 Mio €). Der realisierte Zinsertrag aus der Darlehensvergabe beläuft sich für 2003 auf 16 Mio € (2002: 20 Mio €). Neben den Darlehen garantiert E.ON gegenüber einem Bankenkonsortium die Bereitstellung weiterer Finanzmittel für den Fall, dass ONE bestimmte Verpflichtungen der Finanzierung verletzt bzw. zu verletzen droht. Der Umfang dieser Verpflichtung beläuft sich wie im Vorjahr auf 194 Mio €.

E.ON weist gegenüber nahe stehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, die im Wesentlichen aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen mit Gemeinschaftskernkraftwerken in Höhe von 1.595 Mio € (2002: 1.696 Mio €) resultieren. Diese Verbindlichkeiten haben keine feste Laufzeit und werden, wie im Vorjahr, zwischen 1 und 1,95 Prozent p.a. verzinst. Die Gesellschaft bezieht von diesen Kraftwerken Strom zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Marge (so genannter „cost plus fee“). Die Abrechnung dieser Transaktionen erfolgt hauptsächlich über Verrechnungskonten.

Bezüglich des Verkaufes von 18,1 Prozentpunkten der Degussa-Anteile an RAG wird auf Textziffer 4 verwiesen.

188 Anhang

(32) Segmentberichterstattung

Entsprechend der nach Produkten und Dienstleistungen gegliederten internen Organisations- und Berichtsstruktur wird im Rahmen der Segmentberichterstattung zwischen den Bereichen Energie, Viterra und Degussa unterschieden. Das Kerngeschäft Energie umfasst die Segmente E.ON Energie, Ruhrgas und Powergen. Daneben wird auch das Segment Sonstige/Konsolidierung dem Kerngeschäft Energie zugeordnet. Es beinhaltet die Ergebnisse der zentralen Konzern-Finanzierung, der direkt von E.ON AG gehaltenen Minderheitsbeteiligungen, der E.ON AG selbst sowie auf E.ON-Konzernebene durchzuführende Konsolidierungen.

Berichtete Segmente im Jahr 2003

- E.ON Energie fokussiert sich auf das integrierte Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Kontinentaleuropa einschließlich Schweden und Finnland.
- Ruhrgas wird mit der vollständigen Übernahme seit dem 1. Februar 2003 voll in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen. Das Segment konzentriert sich auf das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft in Europa. Daneben hält Ruhrgas überwiegend Minderheitsbeteiligungen an Gesellschaften im Downstream-Gasgeschäft.
- Powergen wird seit dem 1. Juli 2002 vollkonsolidiert. Powergen ist mit Powergen UK in Großbritannien und mit LG&E Energy in den Vereinigten Staaten als integriertes Energieversorgungsunternehmen tätig.
- Viterra fokussiert sich auf den Bereich Wohnimmobilien und das Aufbaugeschäft Projektentwicklung.

- Im Rahmen der Fokussierung auf das Kerngeschäft Energie wurde mit Wirkung zum 31. Januar 2003 rund 18 Prozent der Anteile am Spezialchemieunternehmen Degussa verkauft und zu diesem Stichtag die Vollkonsolidierung beendet. Seit dem 1. Februar 2003 wird die Gesellschaft nur noch mit einem Anteil von 46,5 Prozent at equity in den Konzernabschluss einbezogen.

Nicht fortgeführte Aktivitäten

E.ON ist nach SFAS 144 verpflichtet, veräußerte bzw. zum Verkauf bestimmte Segmente oder wesentliche Unternehmensteile unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen. Dies trifft insbesondere auf die im Rahmen der Ministererlaubnis Ruhrgas abgegebene Beteiligung der E.ON Energie an Gelsenwasser zu. Daneben veräußerten Powergen und Viterra bestimmte Aktivitäten. Für weitere Informationen bezüglich dieser Veränderungen der Berichtsstruktur wird auf Textziffer 4 verwiesen.

Die Konzern-Umsatz- und -Ergebniszahlen sowie die Investitionen für 2003 und 2002 sind um sämtliche Bestandteile der nicht fortgeführten Aktivitäten bereinigt.

Die folgende Tabelle zeigt die auf Grund der nicht fortgeführten Aktivitäten vorgenommene Anpassung der im Vorjahr veröffentlichten Überleitung vom Betriebsergebnis zum Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit:

Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit			
in Mio €	Im Berichtszeitraum 2002 veröffentlicht	Nicht fortgeführte Aktivitäten	Angepasste Werte für den Berichtszeitraum 2002
E.ON Energie	2.855	-73	2.782
Ruhrgas	-	-	-
Powergen	329	-	329
Sonstige/Konsolidierung	-152	-	-152
Kerngeschäft Energie	3.032	-73	2.959
Viterra	203	-	203
Degussa	655	-	655
Weitere Aktivitäten	858	-	858
Betriebsergebnis	3.890	-73	3.817
Netto-Buchgewinne	1.078	-7	1.071
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	-331	-	-331
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-5.341	25	-5.316
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-704	-55	-759

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Betriebsergebnis. Das Betriebsergebnis ist ein um außerordentliche Effekte bereinigtes Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß US-GAAP definierten Kennzahlen abweichen. Die nachstehende Tabelle zeigt die Überleitung des Betriebsergebnisses auf den Konzernüberschuss nach US-GAAP:

Konzernüberschuss		
in Mio €	2003	2002
Betriebsergebnis	4.565	3.817
Netto-Buchgewinne	1.257	1.071
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	-479	-331
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	195	-5.316
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.538	-759
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.124	662
Anteile Konzernfremder	-464	-623
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.950	-720
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1.137	3.306
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-440	191
Konzernüberschuss	4.647	2.777

Die Netto-Buchgewinne im Jahr 2003 resultieren insbesondere aus der Abgabe der Bouygues Telecom-Anteile an die Bouygues-Gruppe (840 Mio €) und aus der Veräußerung von 18,1 Prozentpunkten der Degussa-Anteile der Gesellschaft (168 Mio €). Rund 165 Mio € fielen aus dem Verkauf von Wertpapieren bei E.ON Energie an. Weitere Buchgewinne von rund 160 Mio € ergaben sich im Wesentlichen aus dem Verkauf von Anteilen an swb und an einem ostdeutschen Regionalversorger bei E.ON Energie sowie von Kraftwerksbeteiligungen bei Powergen. Dem stand vor allem der Buchverlust aus der Veräußerung von 1,9 Prozent der Hypo-Vereinsbank-Anteile im März 2003 in Höhe von 76 Mio € gegenüber. Der Vorjahreswert ist vor allem auf die Buchgewinne aus dem Verkauf von Teilbereichen der Schmalbach-Lubeca und von Steag-Anteilen zurückzuführen. Darüber hinaus fielen weitere Buchgewinne bei E.ON Energie durch die Aufteilung der Rhenag, der Veräußerung von Anteilen an Sydkraft sowie am schweizerischen Energieversorgungsunternehmen Watt an.

190 Anhang

Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	E.ON Energie		Ruhrgas		Powergen		Sonstige/Konsolidierung	
	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾
Außenumsatz	22.571	19.112	11.699	-	9.886	4.422	140	141
Innenumsatz	8	30	386	-	8	-	-413	-60
Gesamtumsatz	22.579	19.142	12.085	-	9.894	4.422	-273	81
Abschreibungen ²⁾	-1.895	-1.590	-360	-	-626	-307	-27	-23
Außerplanmäßige Wertminderungen ²⁾	-49	-6	-1	-	-	-	-26	-
Zinsergebnis	-776	-285	-41	-	-285	-127	-381	45
Betriebsergebnis	3.058	2.782	1.128	-	620	329	-693	-152
darin Equity-Ergebnis ³⁾	528	451	206	-	53	44	16	58
Investitionen	3.521	6.125	463	-	842	3.094	4.210	13.448
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	1.699	1.590	139	-	749	548	-37	-31
Finanzanlagen	1.822	4.535	324	-	93	2.546	4.247	13.479
darin at equity bewertete Unternehmen	421	854	41	-	4	-	-65	94
Bilanzsumme	63.961	59.744	18.403	-	21.719	22.821	1.636	8.939

1) Angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten.

2) In den Jahren 2003 und 2002 weichen die betriebsergebniswirksamen Abschreibungen von den Abschreibungen gemäß US-GAAP ab. Im Jahr 2003 ist der Unterschied auf das Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei Powergen zurückzuführen, die im neutralen Ergebnis erfasst wird. Ausschlaggebend für die Abweichungen im Jahr 2002 sind im Wesentlichen die Wertanpassung des beim Erwerb von Powergen entstandenen Goodwills und die Abwertung der Anteile an der HypoVereinsbank, die ebenfalls im neutralen Ergebnis ausgewiesen wurden.

3) Das betriebsergebniswirksame Equity-Ergebnis weicht in den Jahren 2003 und 2002 vom Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen gemäß US-GAAP ab. Dies ist im Jahr 2003 auf die Umgliederung des Equity-Ergebnisses der RAG in das neutrale Ergebnis zurückzuführen sowie auf das Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei Powergen. Im Jahr 2002 betrifft die Abweichung Buchgewinne aus dem Verkauf von Schmalbach-Lubeca und unseren Anteilen an der Steag, die beide im neutralen Ergebnis ausgewiesen wurden.

Die unter Restrukturierung/Kostenmanagement ausgewiesenen Aufwendungen betrafen im Jahr 2003 im Wesentlichen E.ON Energie (358 Mio €), unter anderem im Zusammenhang mit der Bildung der Regionalversorger E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser und weiteren Vorruhestandsregelungen. Darüber hinaus ergaben sich weitere Restrukturierungsaufwendungen mit der Integration der TXU-Aktivitäten bei Powergen (121 Mio €). Die Aufwendungen des Vorjahres entfielen vorrangig auf den Chemiebereich.

Das sonstige nicht operative Ergebnis des Jahres 2003 enthält vor allem unrealisierte Erträge aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten bei E.ON Energie und Powergen (494 Mio €). Gegenläufig wirkte sich die von Degussa in ihrem Geschäftsbereich Feinchemie vorgenommene Wertberichtigung aus, die das sonstige nicht operative Ergebnis mit 187 Mio € über die von E.ON direkt gehaltene Beteiligung (46,5 Prozent) belastet. Der hohe negative Vorjahreswert ist im Wesentlichen auf die Wertanpassung des beim Erwerb von Powergen entstandenen Goodwills und die Abwertung der Anteile an der HypoVereinsbank zurückzuführen.

Eine weitere Anpassung im Rahmen der internen Erfolgsanalyse betrifft das Zinsergebnis, das nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt wird. So wird insbesondere der Zinsanteil aus der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen aus dem Personalaufwand in das Zinsergebnis umgeliert.

Analog werden Zinsanteile bei der Dotierung anderer langfristiger Rückstellungen behandelt, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind.

Das neutrale Zinsergebnis der Geschäftsjahre 2003 und 2002 betrifft im Wesentlichen steuerlich bedingte Zinsen.

Betriebsergebniswirksames Zinsergebnis		
in Mio €	2003	2002
Zinsergebnis laut Textziffer 7	-1.107	-372
Neutrales Zinsergebnis ¹⁾	-62	164
Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	-494	-624
Betriebsergebniswirksames Zinsergebnis	-1.663	-832
1) Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen.		

Konzerninterne Transaktionen werden in der Regel zu Marktpreisen getätigt.

Kerngeschäft Energie			Vitrera AG		Degussa		Weitere Aktivitäten		E.ON-Konzern	
2003	2002 ¹⁾		2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾	2003	2002 ¹⁾
44.296	23.675		1.075	1.204	993	11.745	2.068	12.949	46.364	36.624
-11	-30		10	10	1	20	11	30	-	-
44.285	23.645		1.085	1.214	994	11.765	2.079	12.979	46.364	36.624
-2.908	-1.920		-150	-165	-59	-809	-209	-974	-3.117	-2.894
-76	-6		-37	-7	-	-2	-37	-9	-113	-15
-1.483	-367		-161	-184	-19	-281	-180	-465	-1.663	-832
4.113	2.959		295	203	157	655	452	858	4.565	3.817
803	553		-	2	105	38	105	40	908	593
9.036	22.667		124	378	36	1.114	160	1.492	9.196	24.159
2.550	2.107		74	102	36	1.001	110	1.103	2.660	3.210
6.486	20.560		50	276	-	113	50	389	6.536	20.949
401	948		-	-	-	6	-	6	401	954
105.719	91.504		6.131	6.814	-	15.185	6.131	21.999	111.850	113.503

Geographische Segmentierung

Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften), das Betriebsergebnis und das Sachanlagevermögen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen												
in Mio €	Deutschland		Übriges Euroland		Übriges Europa		USA		Sonstige		Summe	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Außenumsatz												
nach Sitz des Kunden	28.281	20.215	2.404	3.190	12.491	6.705	2.619	3.884	569	2.630	46.364	36.624
nach Sitz der Gesellschaften	29.832	22.825	1.697	1.985	11.873	6.300	2.689	4.027	273	1.487	46.364	36.624
Betriebsergebnis	2.859	2.498	97	160	1.262	729	255	284	92	146	4.565	3.817
Sachanlagevermögen	23.418	23.463	1.331	1.379	13.937	11.708	4.044	5.379	106	498	42.836	42.427

Angaben zu Absatz- und Beschaffungsmärkten

Aus der Kundenstruktur des Konzerns 2003 und 2002 ergeben sich keine wesentlichen Konzentrationen auf bestimmte geographische Regionen oder Geschäftsbereiche. Aufgrund der großen Anzahl von Kunden und der Vielzahl der Geschäftsaktivitäten gibt es keine Kunden, deren Geschäftsvolumen im Vergleich zum Gesamtgeschäftsvolumen des Konzerns wesentlich ist.

Die wesentlichen Gasbezüge von E.ON stammen schwerpunktmäßig aus den Regionen Russland und Norwegen.

192 Anhang

(33) Organbezüge

Aufsichtsrat

Unter der Voraussetzung, dass die Hauptversammlung von E.ON am 28. April 2004 die vorgeschlagene Dividende beschließt, betragen die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats 3,1 Mio € (2002: 2,6 Mio €). Davon entfallen 0,6 Mio € (2002: 0,7 Mio €) auf die feste Vergütung (einschließlich Vergütungen für Aufsichtsfunktionen bei Tochterunternehmen und Sitzungsgeld) und 2,5 Mio € (2002: 1,9 Mio €) auf die variable Vergütung.

Im Geschäftsjahr 2003 bestanden keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats.

Die Struktur der Vergütung des Aufsichtsrats ist im Bericht zur Corporate Governance dargestellt.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind auf Seite 13 angegeben.

Vorstand

Im Geschäftsjahr 2003 sind die beiden Vorstandsvorsitzenden Ulrich Hartmann und Prof. Dr. Wilhelm Simson am 30. April in den Ruhestand getreten. Herr Dr. Wulf H. Bernotat wurde als Vorsitzender des Vorstands zum 1. Mai neu in das Gremium berufen. Bereits zum 5. März ist Herr Dr. Burckhard Bergmann zum Mitglied des Vorstands bestellt worden.

Die Gesamtbezüge des Vorstands betrugen 17,4 Mio € (2002: 10,5 Mio €). Davon entfallen 5,0 Mio € (2002: 4,6 Mio €) auf fixe Vergütungen einschließlich der Vergütungen für die Wahrnehmung von Aufsichtsfunktionen bei Tochtergesellschaften sowie geldwerte Vorteile und sonstige Bezüge. Die variablen Vergütungen von 12,4 Mio € (2002: 5,2 Mio €) betreffen die Tantieme 2003 und leistungsabhängige Einmalzahlungen. Gewinne aus der Ausübung von virtuellen Aktienoptionen sind 2003 nicht angefallen (2002: 0,7 Mio €).

Anfang 2003 erhielten die Mitglieder des Vorstands insgesamt 461.511 (2002: 260.000) SARs aus der fünften Tranche des auf den Seiten 148–150 beschriebenen virtuellen Aktienoptionsprogramms.

Bei hypothetischer Ausübung zum Bilanzstichtag betrugen die inneren Werte der fünften und der zweiten Tranche 9,63 € bzw. 3,39 € je virtuelle Option. Die SARs der übrigen Tranchen waren dagegen nicht werthaltig, weil der aktuelle Börsenkurs deutlich unter den Basiskursen lag.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 5,4 Mio € (2002: 4,9 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 83,6 Mio € (2002: 53,9 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2003 bestanden keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Die Struktur der Vergütung des Vorstands ist im Bericht zur Corporate Governance dargestellt.

Die Mitglieder des Vorstands sind auf den Seiten 8 und 9 angegeben.

(34) Besondere Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

Powergen hat am 16. Januar 2004 die Übernahme von Midlands Electricity plc, Worcester, Großbritannien, vollzogen und ist nun alleinige Eigentümerin des britischen Stromverteilers. Der Kaufpreis beträgt 1.710 Mio € (1.177 Mio GBP), wovon 52 Mio € an die Anteilseigner und 910 Mio € an Anleihegläubiger gezahlt wurden. Darüber hinaus wurden Finanzschulden in Höhe von 748 Mio € übernommen. Die Gesellschaft wurde zum 16. Januar 2004 erstkonsolidiert.

E.ON hat am 20. Januar 2004 ihre 4,99-prozentige Beteiligung am spanischen Energieversorger Unión Fenosa S.A., Madrid, Spanien, für rund 217 Mio € veräußert. Dies entspricht einem Erlös von 14,25 € pro Aktie. E.ON erzielt aus dem Verkauf einen Buchgewinn von rund 26 Mio €.

Am 26. Januar 2004 übernahmen die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding GmbH und Weser-Ems Energiebeteiligungen GmbH die E.ON Energie-Beteiligung an EWE (27,4 Prozent) im Rahmen ihrer Vorerwerbsrechte. Der Aktienkauf- und Übertragungsvertrag vom 8. Dezember 2003 ist damit wirksam vollzogen worden. E.ON erzielt aus der Abgabe der EWE-Anteile einen Erlös von rund 520 Mio € und einen Konzernbuchgewinn von rund 250 Mio €.

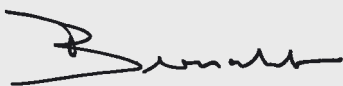
E.ON hat am 28. Januar 2004 von ihrer VNG-Beteiligung in Höhe von 42,1 Prozent einen Anteil von 32,1 Prozent an EWE veräußert. Die verbleibenden 10,0 Prozent wurden entsprechend den Auflagen in der Ministererlaubnis ostdeutschen Kommunen zum gleichen Preis angeboten und von diesen ebenfalls am 28. Januar 2004 erworben. Der Kaufpreis be-

trägt rund 899 Mio €. E.ON erzielte hieraus einen Buchgewinn von rund 60 Mio € auf den ursprünglich von E.ON Energie gehaltenen 5,3-Prozent-Anteil an VNG. Der über Ruhrgas gehaltene Anteil von 36,8 Prozent wurde im Rahmen der Kaufpreisverteilung nach dem Ruhrgas-Erwerb zum aktuellen Zeitwert angesetzt, so dass hieraus kein Buchgewinn entstand.

Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat am 11. Februar 2004 der Beschwerde der Teag Thüringer Energie AG, Erfurt, gegen die Untersagungsverfügung des Bundeskartellamts vom 16. Dezember 2002 wegen vermeintlich überhöhter Netznutzungsentgelte stattgegeben. Das Gericht hat erklärt, dass der Kalkulationsleitfaden der Verbändevereinbarung II plus (VVII plus) eine anerkannte betriebswirtschaftliche Methode darstellt. Das Oberlandesgericht hat ausdrücklich Rechtsbeschwerde des Bundeskartellamts zum Bundesgerichtshof zugelassen. In einer Reihe von zivilrechtlichen Verfahren gegen einzelne Regionalversorger des E.ON-Konzerns stehen Entscheidungen über die Angemessenheit von Netznutzungsentgelten noch aus.

Düsseldorf, den 16. Februar 2004

Der Vorstand



Bernotat



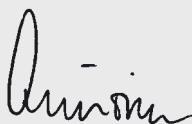
Bergmann



Gaul



Krüper



Schipporeit



Teyssen



* Fokussierung

* Fokussierung

Unsere mittelfristige Strategie ist klar fokussiert: Konzentration auf Strom und Gas über die gesamte Wertschöpfungskette in unseren Kernregionen. Dadurch können wir die starken Positionen in unseren Zielmärkten ausbauen und Integrationsvorteile zwischen Strom und Gas, den Wertschöpfungsstufen und den einzelnen Market Units nutzen. Schließlich ist unser Ziel hoch gesteckt: Wir wollen das weltweit führende Strom- und Gasunternehmen werden.



198 Weitere Angaben zu den Organen

Angaben zu zusätzlichen Mandaten von E.ON-Aufsichtsratsmitgliedern

Ulrich Hartmann

Vorsitzender des Aufsichtsrates der E.ON AG
(seit 30.4.2003)

- Deutsche Bank AG
- Deutsche Lufthansa AG
- Hochtief AG
- IKB Deutsche Industriebank AG (Vorsitz)
- Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG (Vorsitz)
- Arcelor
- Henkel KGaA

Hubertus Schmoldt

Vorsitzender der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
Stellv. Vorsitzender

- Bayer AG
- BHW AG
- DOW Olefinverbund GmbH
- Deutsche BP AG

Günter Adam

Industriemeister

- Degussa AG

Dr. Karl-Hermann Baumann

Vorsitzender des Aufsichtsrates der Siemens AG

- Deutsche Bank AG
- Linde AG
- Schering AG
- Siemens AG (Vorsitz)
- ThyssenKrupp AG
- Wilhelm von Finck AG

Ralf Blauth

Industriekaufmann

- Degussa AG

Dr. Rolf-E. Breuer

Vorsitzender des Aufsichtsrates der Deutsche Bank AG

- Bertelsmann AG
- Deutsche Bank AG (Vorsitz)
- Deutsche Börse AG (Vorsitz)
- Compagnie de Saint-Gobain S.A.
- Kreditanstalt für Wiederaufbau
- Landwirtschaftliche Rentenbank

Dr. Gerhard Cromme

Vorsitzender des Aufsichtsrates der ThyssenKrupp AG

- Allianz AG
- Axel Springer Verlag AG
- Deutsche Lufthansa AG
- Ruhrgas AG
- Siemens AG
- ThyssenKrupp AG (Vorsitz)
- Volkswagen AG
- Suez S.A.
- BNP Paribas S.A.

Ulrich Hocker

Hauptgeschäftsführer der Deutsche Schutzvereinigung für Wertpapierbesitz e.V.

- CBB Holding AG
- Feri Finance AG
- Gildemeister AG
- Karstadt Quelle AG
- ThyssenKrupp Steel AG
- Gartmore Capital Strategy Fonds
- Phoenix Mecano AG
(Präsident des Verwaltungsrates)

Jan Kahmann

Mitglied des Bundesvorstandes der Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft ver.di

(bis 30.4.2003)

- Eurogate Beteiligungs GmbH
- TUI AG

Eva Kirchhof

Dipl.-Physikerin

- Wohnungsgesellschaft Hüls mbH

Seppel Kraus

Gewerkschaftssekretär

(seit 30.4.2003)

- Wacker-Chemie GmbH
- UPM-Kymmene Beteiligungs GmbH

Dr. h.c. André Leysen

Ehrenvorsitzender des Verwaltungsrates der Gevaert N.V.
(bis 30.4.2003)

- Schenker AG

Prof. Dr. Ulrich Lehner

Vorsitzender der Geschäftsführung der Henkel Gruppe
(seit 30.4.2003)

- Dresdner Bank Luxembourg S.A.
- Ecolab Inc. ¹⁾
- Novartis AG

Alle Angaben beziehen sich auf den 31.12.2003 bzw. auf das Datum des Ausscheidens aus dem Aufsichtsrat der E.ON AG.

- Aufsichtsratsmandate gemäß §100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) Konzernmandat

Dr. Klaus Liesen

Ehrenvorsitzender des
Aufsichtsrates der Ruhrgas AG

- TUI AG
- Volkswagen AG

Margret Mönig-Raane

Stellv. Vorsitzende des
Bundesvorstandes der Vereinten
Dienstleistungsgewerkschaft ver.di
(bis 30.4.2003)

- Deutsche Bank AG

Peter Obramski

Gewerkschaftssekretär
(seit 30.4.2003)

- E.ON Energie AG
- E.ON Engineering GmbH
- E.ON Kraftwerke GmbH

Ulrich Otte

Leittechniker

- E.ON Energie AG
- E.ON Kraftwerke GmbH

Klaus-Dieter Raschke

Steuerfachgehilfe

- E.ON Energie AG
- E.ON Kernkraft GmbH

Armin Schreiber

Elektriker

(bis 30.4.2003)

- E.ON Kernkraft GmbH

Dr. Henning Schulte-Noelle

Vorsitzender des Aufsichtsrates der
Allianz AG

- Allianz AG (Vorsitz)
- Siemens AG
- ThyssenKrupp AG

Prof. Dr. Wilhelm Simson

Mitglied des Aufsichtsrates der
E.ON AG
(seit 30.4.2003)

- Bayerische Hypo- und
Vereinsbank AG
- Degussa AG (bis 31.12.2003)
- Frankfurter Allgemeine Zeitung
GmbH
- Jungbunzlauer Holding AG

Gerhard Skupke

Gasmonteur

(seit 30.4.2003)

- E.DIS Aktiengesellschaft

Kurt F. Viermetz

Ehemaliger Vice-Chairman und
Director of the Board der
J.P. Morgan & Co., Inc.
(bis 30.4.2003)

- Bayerische Hypo- und
Vereinsbank AG
- ERGO Versicherungsgruppe AG
- Grosvenor Estate Holdings

Dr. Bernd Voss

Mitglied des Aufsichtsrates der
Dresdner Bank AG
(bis 30.4.2003)

- Allianz Lebensversicherungs-AG
- Continental AG
- Dresdner Bank AG
- OSRAM GmbH
- Quelle AG
- TUI AG
- Wacker Chemie GmbH
- ABB Ltd.
- Bankhaus Reuschel & Co. (Vorsitz)

Dr. Georg Frhr. von Waldenfels

Staatsminister a.D., Rechtsanwalt
(seit 30.4.2003)

- Deutscher Tennis Bund
Holding GmbH (Vorsitz)
- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- Messe München GmbH

200 Weitere Angaben zu den Organen

Angaben zu zusätzlichen Mandaten von Vorstandsmitgliedern

Dr. Wulf H. Bernotat

Vorsitzender des Vorstandes
(seit 1.5.2003)

- E.ON Energie AG¹⁾ (Vorsitz)
- Ruhrgas AG¹⁾ (Vorsitz)
- Allianz AG
- Metro AG
- RAG Aktiengesellschaft (Vorsitz)
- Powergen Limited²⁾ (Vorsitz)

Dr. Burckhard Bergmann

Mitglied des Vorstandes
Upstream-Geschäft
(seit 5.3.2003)

- Ruhrgas Energie Beteiligungs-AG¹⁾ (Vorsitz)
- Thüga AG¹⁾
- Allianz Lebensversicherungs-AG
- VNG – Verbundnetz Gas AG (Vorsitz)
- Jaeger Akustik GmbH & Co. (Vorsitz)
- METHA Methanhandel GmbH²⁾ (Vorsitz)
- Mitteleuropäische Gasleitungsgesellschaft mbH (MEGAL)²⁾ (Vorsitz)
- OAO Gazprom
- Ruhrgas E&P GmbH²⁾ (Vorsitz)
- Ruhrgas Industries GmbH²⁾ (Vorsitz)
- Trans Europe Naturgas Pipeline GmbH (TENP)²⁾ (Vorsitz)
- ZAO Gerosgaz²⁾ (Vorsitz; im Wechsel mit einem Vertreter des ausländischen Partners)

Dr. Hans Michael Gaul

Mitglied des Vorstandes
Controlling/Unternehmensplanung,
Mergers & Acquisitions und Recht

- Degussa AG¹⁾
- E.ON Energie AG¹⁾
- Ruhrgas AG¹⁾
- Viterra AG¹⁾ (Vorsitz)
- Allianz Versicherungs-AG
- DKV AG
- RAG Aktiengesellschaft
- Steag AG
- Volkswagen AG
- LG&E Energy LLC²⁾

Dr. Manfred Krüper

Mitglied des Vorstandes
Personal, Infrastruktur und Dienstleistungen, Einkauf und Organisation

- E.ON Energie AG¹⁾
- Viterra AG¹⁾
- equitrust Aktiengesellschaft (Vorsitz)
- RAG Aktiengesellschaft
- RAG Immobilien AG
- Victoria Versicherung AG
- Victoria Lebensversicherung AG
- E.ON North America, Inc.²⁾ (Vorsitz)

Dr. Erhard Schipporeit

Mitglied des Vorstandes
Finanzen, Rechnungswesen, Steuern und Informatik

- Degussa AG¹⁾
- Ruhrgas AG¹⁾
- Commerzbank AG
- Talanx AG
- E.ON Risk Consulting GmbH²⁾ (Vorsitz)
- HDI V.a.G.

Dr. Johannes Teyssen

Mitglied des Vorstandes
Downstream-Geschäft
(seit 1.1.2004)

- Avacon AG¹⁾ (Vorsitz)
- E.ON Bayern AG¹⁾ (Vorsitz)
- E.ON Hanse AG¹⁾ (Vorsitz)
- E.ON Sales & Trading GmbH¹⁾
- Thüga AG¹⁾ (Vorsitz)
- EWE Aktiengesellschaft²⁾
- E.ON Hungária Energetikai Részvénytársaság²⁾ (Vorsitz)
- Sydkraft AB²⁾ (Vorsitz)

Alle Angaben beziehen sich auf den 31.12.2003.

- Aufsichtsratsmandate gemäß §100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) Freigestellte Konzernmandate

2) Weitere Konzernmandate

Corporate Governance

201

Gemeinsamer Bericht von Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON AG zur Corporate Governance

E.ON versteht Corporate Governance als zentrale Herausforderung an eine verantwortungsvolle und wertorientierte Unternehmensführung. Wir haben die Schaffung einheitlicher Corporate-Governance-Standards befürwortet und deren Verabschiedung durch die „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ begrüßt.

Entwicklung der Corporate Governance

Am 19. Dezember 2002 gaben Vorstand und Aufsichtsrat die erste Entsprechenserklärung nach § 161 AktG ab, nach der E.ON bis auf zwei Ausnahmen den Empfehlungen des Kodex in der Fassung vom 7. November 2002 entsprach. Eine dieser Ausnahmen betraf die vom Kodex vorgesehene gesonderte Vergütung von Aufsichtsratsmitgliedern für die Übernahme des Vorsitzes in einem Aufsichtsratsausschuss. Nach einer entsprechenden Änderung der Satzung der Gesellschaft durch die Hauptversammlung vom 30. April 2003 entspricht E.ON nunmehr in diesem Punkt den Empfehlungen des Kodex.

Die zweite Ausnahme betraf die Empfehlung, bei Abschluss einer Haftpflichtversicherung für die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats (D&O-Versicherung) einen angemessenen Selbstbehalt zu vereinbaren. Die bei E.ON bestehende D&O-Versicherung sieht einen Selbstbehalt nicht vor, da wir nach wie vor der Auffassung sind, dass die Vereinbarung eines Selbsthalts nicht zur Verbesserung des Verantwortungsbewusstseins geeignet ist. Dies haben wir in der aktualisierten Entsprechenserklärung, die Vorstand und Aufsichtsrat am 11. Dezember 2003 abgegeben haben, dargelegt und begründet. Die vollständige Erklärung finden Sie auf Seite 206 des Berichts; sie ist auch auf www.eon.com veröffentlicht.

In dieser Erklärung haben wir auch dargelegt, dass wir der Empfehlung des Kodex in seiner Neufassung vom 21. Mai 2003, die Vergütungen der Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder im Anhang des Konzernabschlusses individualisiert anzugeben, nicht entsprechen. Wir sind der Auffassung, dass gute Gründe gegen eine individualisierte Angabe der Bezüge sprechen, insbesondere eine unerwünschte Tendenz zu einer Nivellierung von Vergütungsunterschieden.

Alle anderen Empfehlungen des Kodex wurden wie auch die meisten Anregungen befolgt. Daher wurden – soweit erforderlich – die Geschäftsordnungen des Aufsichtsrats und des Präsidialausschusses, die sich am Wortlaut des Kodex ausrichten, an die von der Regierungskommission am 21. Mai 2003

vorgenommenen Änderungen angepasst. Weiterhin hat der Aufsichtsrat in seiner Sitzung am 11. Dezember 2003 die Struktur des Vergütungssystems für den Vorstand beraten und überprüft; damit entsprach der Aufsichtsrat der Empfehlung nach Ziffer 4.2.2 des Kodex.

In seiner Sitzung am 11. Dezember 2003 hat sich der Aufsichtsrat mit der ***Effizienz** seiner Tätigkeit befasst und damit der Empfehlung nach Ziffer 5.6 des Kodex entsprochen. Zur Vorbereitung dieser Sitzung wurden Fragebögen an sämtliche Aufsichtsratsmitglieder übersandt, in denen diese ihre Einschätzung zu den verschiedenen Aspekten der Aufsichtsrats-tätigkeit äußern und Vorschläge zur weiteren Verbesserung der ***Effizienz** unterbreiten konnten.

Amerikanische Kapitalmarktregeln

Durch unsere Notierung an der New York Stock Exchange (NYSE) unterliegt die Gesellschaft den amerikanischen Kapitalmarktgesetzen und den Regeln der amerikanischen Börsenaufsicht Securities and Exchange Commission (SEC). Im Juli 2002 wurde vom amerikanischen Gesetzgeber als Reaktion auf die Bilanzmanipulationen der jüngeren Zeit der Sarbanes Oxley Act verabschiedet. Er stellt einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der Corporate Governance und zur Rückgewinnung des Vertrauens in die Kapitalmärkte dar. Wir befürworten die damit verbundenen Ziele und Prinzipien und erfüllen die an uns gerichteten Anforderungen.

Grundzüge des Vergütungssystems

Vergütung des Vorstands

Die Mitglieder des Vorstands erhalten derzeit Bezüge, die sich zusammensetzen aus

- einer festen jährlichen Grundvergütung,
- einer jährlichen Tantieme, deren Höhe sich danach bemisst, inwieweit bestimmte unternehmererfolgs-spezifische und persönliche Ziele erreicht wurden, und
- virtuellen Aktienoptionen.

202 Corporate Governance

Die fixe Vergütung wird monatlich ausbezahlt und in regelmäßigen Abständen auf Marktüblichkeit und Angemessenheit überprüft.

Die Höhe der Tantieme wird durch ein Zielvereinbarungssystem bestimmt, das zu 80 Prozent unternehmenserfolgsspezifische Ziele und zu 20 Prozent individuelle Ziele beinhaltet. Die unternehmenserfolgsspezifischen Ziele betreffen zu gleichen Teilen den operativen Erfolg, gemessen am EBIT, und die erzielte Kapitalrendite ROCE. Die individuellen Ziele betreffen ressort-, funktions- und projektbezogene Ziele. Bei 100-prozentiger Zielerfüllung entspricht die Tantieme der vertraglich vereinbarten Zieltantieme. Maximal ist eine Tantieme in Höhe von 200 Prozent der Zieltantieme möglich.

Sämtliche Vergütungen für Tätigkeiten im Interessenbereich der Gesellschaft (gesellschaftsgebundene Mandate) werden auf die Barvergütung angerechnet.

Neben der Barvergütung gewährt E.ON AG seit 1999 jährlich virtuelle Aktienoptionen im Rahmen des E.ON-Aktienoptionsprogramms. Ziel dabei ist es, den Beitrag des Vorstands (und anderer wichtiger Führungskräfte) zur Steigerung des Unternehmenswerts zu honorieren und den langfristigen Unternehmenserfolg zu fördern. Die Interessen der Anteilseigner und die des Managements werden durch diese variable Vergütungskomponente mit langfristiger Anreizwirkung und mit Risikocharakter sinnvoll verknüpft. Im Jahr 2004 wird für Optionsgewährungen im Rahmen dieses Programms eine Begrenzungsmöglichkeit (Cap) für außerordentliche, nicht vorhergesehene Entwicklungen eingeführt. Über den Wert der Aktienoptionen wird jährlich im Geschäftsbericht informiert.

Entsprechend den Empfehlungen des Kodex umfasst die Gesamtvergütung der Vorstandsmitglieder somit fixe und variable Bestandteile unter Einbeziehung der Konzernbezüge, wobei sämtliche Vergütungsanteile für sich und insgesamt angemessen zu sein haben. Kriterien für die Höhe der Vergütung bilden insbesondere die Aufgaben des jeweiligen Mitglieds des Vorstands, seine persönliche Leistung, die Leistung des Vorstands insgesamt sowie die wirtschaftliche Lage, der Erfolg und die Zukunftsaussichten des Unternehmens unter Berücksichtigung seines Vergleichsumfeldes. Das Aktienoptionsprogramm und das Tantiemesystem haben Risikocharakter, so dass es sich hierbei um keine gesicherte Vergütung handelt. Der Optionsplan basiert auf anspruchsvollen, relevanten Vergleichsparametern; eine nachträgliche Änderung der Erfolgsziele oder der Vergleichsparameter ist nach den Planbedingungen ausgeschlossen.

Die Zuständigkeit für die Vorbereitung von Personal- und Vergütungsentscheidungen liegt beim Präsidialausschuss des Aufsichtsrats. Der Aufsichtsrat selbst hat zuletzt in seiner Sitzung am 11. Dezember 2003 über das Vergütungssystem für den Vorstand beraten.

Vergütung des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats ist in der Satzung der E.ON AG geregelt. Danach erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats neben dem Ersatz ihrer Auslagen, zu denen auch die auf ihre Bezüge entfallende Umsatzsteuer gehört, für jedes Geschäftsjahr eine feste Vergütung von 10.000,00 €. Sie erhalten ferner für jedes Prozent, um das die an die Aktionäre verteilte Dividende 4 Prozent des Grundkapitals übersteigt, eine Vergütung in Höhe von 1.250,00 €. Der Vorsitzende erhält insgesamt das Dreifache, sein Stellvertreter und jeder Vorsitzende eines Aufsichtsratsausschusses jeweils insgesamt das Doppelte und jedes Mitglied eines Ausschusses insgesamt das Anderthalbfache der Vergütung. Außerdem erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats für ihre Teilnahme an den Sitzungen des Aufsichtsrats und der Aufsichtsratsausschüsse ein Sitzungsgeld von 1.000,00 € je Tag der Sitzung. Bei einem Personenwechsel im laufenden Geschäftsjahr wird die Vergütung zeitanteilig gewährt.

Führungs- und Kontrollstruktur

Der Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat hat 20 Mitglieder und setzt sich nach dem deutschen Mitbestimmungsgesetz zu gleichen Teilen aus Aktionärs- und Arbeitnehmervertretern zusammen. Die Vertreter der Anteilseigner werden von der Hauptversammlung, die Arbeitnehmervertreter von den Arbeitnehmern gewählt. Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat hat bei Stimmengleichheit im Falle einer erneuten Stimmengleichheit in einer zweiten Abstimmung der Vorsitzende des Aufsichtsrats die ausschlaggebende Stimme. Die Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON AG sollen in der Regel nicht älter als 70 Jahre sein.

Um eine unabhängige Beratung und Überwachung des Vorstands sicherzustellen, dürfen dem Aufsichtsrat nicht mehr als zwei ehemalige Mitglieder des Vorstands angehören. Die Aufsichtsratsmitglieder dürfen keine Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern des Unternehmens ausüben. Die Aufsichtsratsmitglieder sind verpflichtet, Interessenkonflikte, insbesondere solche, die aufgrund einer Beratung oder Organfunktion bei Kunden, Lieferanten, Kreditgebern oder sonstigen Geschäftspartnern entstehen können, dem Aufsichtsrat gegenüber offen zu legen. Der Aufsichtsrat informiert in seinem Bericht an die Hauptversammlung, ob Interessenkonflikte auftraten und wie sie behandelt wurden. Wesentliche und nicht nur vorübergehende Interessenkonflikte in der Person eines Aufsichtsratsmitglieds sollen zur Beendigung des Mandats führen. Im Berichtsjahr kam es nicht zu Interessenkonflikten bei Aufsichtsratsmitgliedern der E.ON AG. Berater- und sonstige Dienstleistungs- und Werkverträge eines Aufsichtsratsmitglieds mit der Gesellschaft bedürfen der Zustimmung des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Der Aufsichtsrat überwacht die Geschäftsführung und begleitet den Vorstand beratend. Er bestellt die Mitglieder des Vorstands, beruft sie ab und ist zuständig für den Abschluss, die Änderung und Beendigung der Anstellungsverträge mit den Mitgliedern des Vorstands. Dabei sorgt er gemeinsam mit dem Vorstand für eine langfristige Nachfolgeplanung. Geschäfte oder Maßnahmen des Vorstands, die die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage des Unternehmens grundlegend verändern, bedürfen der vorherigen Zustimmung des Aufsichtsrats. Die Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat der E.ON AG enthält einen nicht abschließenden Katalog zustimmungspflichtiger Geschäfte und Maßnahmen.

Nach der Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat bestehen folgende Ausschüsse des Aufsichtsrats:

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

Der Präsidialausschuss besteht aus den vier Mitgliedern des vorgenannten Ausschusses. Er bereitet die Sitzungen des Aufsichtsrats vor und berät den Vorstand in Grundsatzfragen der strategischen Fortentwicklung des Unternehmens. In Eilfällen – wenn eine vorherige erforderliche Beschlussfassung des Aufsichtsrats nicht ohne wesentliche Nachteile für die Gesellschaft abgewartet werden kann – beschließt der Präsidialausschuss anstelle des Gesamt-Aufsichtsrats.

Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats vor und befasst sich mit Fragen der Corporate Governance. Er berichtet dem Aufsichtsrat mindestens einmal jährlich über den Stand, die Effektivität und eventuelle Verbesserungsmöglichkeiten der Corporate Governance des Unternehmens sowie über neue Anforderungen und Entwicklungen auf diesem Gebiet.

Der Prüfungsausschuss besteht aus vier Mitgliedern, die über besondere Kenntnisse auf dem Gebiet der Rechnungslegung bzw. der Betriebswirtschaft verfügen. Unter ihnen ist – entsprechend den Vorgaben des Sarbanes Oxley Act – mindestens ein ausgewiesener Finanzexperte, der aufgrund seiner Ausbildung und Erfahrung besondere Kenntnisse in der Aufstellung oder Prüfung von Jahresabschlüssen hat oder die Aufstellung von Jahresabschlüssen überwacht hat. Nach den Vorgaben des Sarbanes Oxley Act müssen die Mitglieder des Prüfungsausschusses unabhängig von der Gesellschaft sein. Der Prüfungsausschuss befasst sich vornehmlich mit Fragen der Rechnungslegung und des Risikomanagements der Gesellschaft, der erforderlichen Unabhängigkeit des Abschlussprüfers, der Bestimmung der Prüfungsschwerpunkte und der Honorarvereinbarung mit dem Abschlussprüfer. Ferner bereitet er die Entscheidung des Aufsichtsrats über die Feststellung des Jahresabschlusses und die Billigung des Konzernabschlusses vor. Er prüft darüber hinaus den Jahresbericht Form 20-F für die SEC sowie die Quartalsabschlüsse und erörtert den Bericht über die prüferische Durchsicht der Quartalsabschlüsse mit dem Abschlussprüfer.

Der Finanz- und Investitionsausschuss setzt sich aus vier Mitgliedern zusammen. Er berät den Vorstand in allen Fragen der Konzernfinanzierung und der Investitionsplanung. Er entscheidet anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zum Erwerb und zur Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen sowie zu Finanzmaßnahmen, deren Wert 1 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt. Überschreitet der Wert

204 Corporate Governance

der genannten Geschäfte und Maßnahmen 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz, bereitet er die Entscheidung des Aufsichtsrats vor.

Der Vorstand

Der Vorstand der E.ON AG besteht aus sechs Mitgliedern und hat einen Vorsitzenden. Mitglieder des Vorstands dürfen nicht älter als 65 Jahre sein.

Der E.ON-Vorstand hat sich eine Geschäftsordnung gegeben. Er führt die Geschäfte der Gesellschaft in gemeinschaftlicher Verantwortung aller seiner Mitglieder. Er bestimmt die unternehmerischen Ziele, die grundsätzliche strategische Ausrichtung, die Unternehmenspolitik und die Konzernorganisation. Dazu gehören insbesondere die Steuerung des Konzerns und der Finanzressourcen, die Entwicklung der Personalstrategie, die Besetzung der Führungspositionen des Konzerns und die Führungskräfteentwicklung sowie die Präsentation des Konzerns gegenüber dem Kapitalmarkt und der Öffentlichkeit. Der Vorstand ist darüber hinaus für die Koordination und Überwachung der Geschäftsbereiche gemäß der festgelegten Konzernstrategie verantwortlich.

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

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

Die Vorstandsmitglieder sind verpflichtet, Interessenkonflikte dem Präsidialausschuss des Aufsichtsrats gegenüber unverzüglich offen zu legen und die anderen Vorstandsmitglieder hierüber zu informieren. Vorstandsmitglieder dürfen Nebentätigkeiten, insbesondere Aufsichtsratsmandate in konzernfremden Gesellschaften, nur mit Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats übernehmen. Im

abgelaufenen Geschäftsjahr ist es nicht zu Interessenkonflikten bei Vorstandsmitgliedern der E.ON AG gekommen. Wesentliche Geschäfte zwischen dem Unternehmen einerseits und den Vorstandsmitgliedern sowie ihnen nahestehenden Personen oder ihnen persönlich nahestehenden Unternehmungen andererseits bedürfen der Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats. Alle Geschäfte müssen branchenüblichen Standards entsprechen. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Die Hauptversammlung

Die Aktionäre der E.ON AG nehmen ihre Rechte in der Hauptversammlung wahr und üben dort ihr Stimmrecht aus. Sie werden regelmäßig mit einem Finanzkalender, der im Geschäftsbericht, in den Quartalsberichten sowie auf der Website der Gesellschaft veröffentlicht wird, über wesentliche Termine unterrichtet.

Die Aktionäre haben die Möglichkeit, ihr Stimmrecht in der Hauptversammlung selbst auszuüben oder durch einen Bevollmächtigten ihrer Wahl oder einen weisungsgebundenen Stimmrechtsvertreter der Gesellschaft ausüben zu lassen.

Den Vorsitz in der Hauptversammlung führt grundsätzlich der Vorsitzende des Aufsichtsrats.

Rechnungslegung und Abschlussprüfung

Die Rechnungslegung des E.ON-Konzerns erfolgt nach den Grundsätzen der United States Generally Accepted Accounting Principles (US-GAAP). Der Abschluss der E.ON AG wird nach dem deutschen Handelsgesetzbuch (HGB) erstellt.

Die Wahl des Abschlussprüfers erfolgt gemäß den gesetzlichen Bestimmungen durch die Hauptversammlung.

Der Prüfungsausschuss bereitet den Vorschlag des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung zur Wahl des Abschlussprüfers vor. Um die Unabhängigkeit des Abschlussprüfers zu gewährleisten, holt der Prüfungsausschuss von dem vorgesehenen

Abschlussprüfer eine Erklärung über eventuell bestehende Ausschluss- und Befangenheitsgründe ein. Im Rahmen der Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer wird vereinbart,

- dass der Vorsitzende des Prüfungsausschusses über mögliche Ausschluss- und Befangenheitsgründe, die während der Prüfung auftreten, unverzüglich unterrichtet wird,
- dass der Abschlussprüfer über alle für die Aufgaben des Aufsichtsrats wesentlichen Feststellungen und Vorcombeisse unverzüglich berichtet, die sich bei der Durchführung der Abschlussprüfung ergeben, und
- dass der Abschlussprüfer den Vorsitzenden des Prüfungsausschusses informiert bzw. im Prüfungsbericht vermerkt, wenn er bei Durchführung der Abschlussprüfung Tatsachen feststellt, die eine Unrichtigkeit der vom Vorstand und Aufsichtsrat abgegebenen Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex ergeben.

Umgang mit Risiken

Wir haben, wie es die SEC empfiehlt, ein „Disclosure Committee“ eingerichtet, das zur Unterstützung des Vorstands als zentrales Gremium für die korrekte und zeitnahe Veröffentlichung von finanzmarktrelevanten Informationen verantwortlich ist. Die Mitglieder des „Disclosure Committee“ stammen aus unterschiedlichen Fachbereichen der E.ON AG und sind aufgrund ihrer Tätigkeit für diese Aufgaben besonders geeignet.

Unter der Führung des „Disclosure Committee“ haben wir bei der E.ON AG und bei den Führungsgesellschaften unserer Teilkonzerne eine Bestandsaufnahme der Berichtswege für die in unsere Finanzpublizität einfließenden Informationen durchgeführt und die dafür bestehenden Kontrollmechanismen (Disclosure Controls and Procedures) erfasst. Die Wirksamkeit dieser Mechanismen wird regelmäßig durch die interne Revision und unseren Abschlussprüfer überprüft. Einzelheiten zum Risikomanagementsystem finden sich im Lagebericht auf den Seiten 45-46 dieses Geschäftsberichts.

Für das Geschäftsjahr 2005 gelten erstmals die Anforderungen aus der Section 404 des Sarbanes Oxley Act zur Erhöhung der ***Transparenz** des internen Kontrollsystems für die Finanzberichterstattung. Um diese zu erfüllen, haben wir ein konzernweites Projekt implementiert. Gegenstand dieses Projekts ist insbesondere die Sicherstellung einer einheitlichen Vorgehensweise bei der Dokumentation, Bewertung und Prüfung der internen Kontrollen sowie die konzernweite Koordination und Überwachung der Aktivitäten in den Konzerngesellschaften.

Transparenz

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

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

- Quartalsberichte,
- den Geschäftsbericht,
- die Form 20-F (Jahresbericht) für die SEC,
- Bilanzpressekonferenzen,
- Telefonkonferenzen, jeweils mit Veröffentlichung der Quartalsergebnisse bzw. des Jahresergebnisses, sowie
- zahlreiche Veranstaltungen mit Finanzanalysten im In- und Ausland.

Die Termine der regelmäßigen Finanzberichterstattung sind im Finanzkalender zusammengefasst.

Wenn außerhalb der regelmäßigen Berichterstattung bei der E.ON AG Tatsachen eintreten, die geeignet sind, den Börsenkurs der E.ON-Aktie erheblich zu beeinflussen, so werden diese durch Ad-hoc-Mitteilungen bekannt gemacht.

Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON AG sollen den Erwerb oder die Veräußerung von Aktien der E.ON AG offen legen – gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz und Ziffer 6.6 des Deutschen Corporate Governance Kodex. Bis zum 31. Dezember 2003 sind der E.ON AG keine Meldungen zugegangen.

Der Finanzkalender, Ad-hoc-Mitteilungen sowie Meldungen nach § 15a Wertpapierhandelsgesetz stehen im Internet unter www.eon.com zur Verfügung.

206 Corporate Governance

Integrität

Integrität und rechtmäßiges Verhalten bestimmen unser Handeln. Der Vorstand hat dazu einen Verhaltenskodex erlassen mit Richtlinien für den Umgang mit Geschäftspartnern und staatlichen Institutionen, zur Wahrung der Vertraulichkeit von Geschäftsinformationen und Betriebsgeheimnissen sowie zur Behandlung von Interessenkonflikten. Integritätsbeauftragte der E.ON AG und der Teilkonzerne stellen die Umsetzung und eine unabhängige und objektive Bearbeitung sicher.

Zusätzlich haben wir den Vorgaben des Sarbanes Oxley Act entsprechend einen „Code of Ethics“ entwickelt. Dieser gilt vor allem für die Mitglieder des Vorstands, des Disclosure Committees und anderer Senior Financial Officers. Er verpflichtet diesen Adressatenkreis insbesondere auf eine vollständige, angemessene, sorgfältige, rechtzeitige und verständliche Wiedergabe von Informationen sowohl in Dokumenten, die wir bei der SEC einreichen, als auch in anderen Veröffentlichungen unseres Unternehmens.

Schließlich ist ein Verfahren zur Behandlung von Beschwerden über die Rechnungslegung oder die Finanzberichterstattung eingerichtet worden. Beschwerden können, auch in anonymer Form, an den Compliance-Beauftragten übersandt werden, der unmittelbar an den Prüfungsausschuss berichtet.

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

Vorstand und Aufsichtsrat erklären, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des elektronischen Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 21. Mai 2003) entsprochen wird. Vorstand und Aufsichtsrat erklären weiter, dass seit Abgabe der letzten Erklärung den Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 7. November 2002) entsprochen wurde. Davon gelten folgende Ausnahmen:

- Ziffer 3.8 Deutscher Corporate Governance Kodex sieht vor, dass im Rahmen des Abschlusses einer Haftpflichtversicherung für Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats (D&O-Versicherung) ein angemessener Selbstbehalt vereinbart werden soll.
Für die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON AG besteht eine D&O-Versicherung, die einen Selbstbehalt nicht vorsieht. E.ON ist unverändert der Auffassung, dass die Vereinbarung eines Selbstbehalts nicht geeignet ist, das Verantwortungsbewusstsein zu verbessern, mit dem die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON AG die ihnen übertragenen Aufgaben und Funktionen wahrnehmen. Die von E.ON geübte Praxis entspricht internationalen Standards und auch der Handhabung bei den E.ON-Tochtergesellschaften in Großbritannien und den Vereinigten Staaten.

- Ziffer 5.4.5 Deutscher Corporate Governance Kodex sieht vor, dass Aufsichtsratsmitglieder eine gesonderte Vergütung unter anderem auch für die Übernahme des Vorsitzes in einem Aufsichtsratsausschuss erhalten sollen. In der Hauptversammlung am 30. April 2003 wurde die Satzung der Gesellschaft geändert, sodass nun auch der Vorsitz in Ausschüssen des Aufsichtsrats der E.ON AG besonders honoriert wird.
- Ziffer 4.2.4 Deutscher Corporate Governance Kodex (Fassung vom 21. Mai 2003) sieht vor, dass die Vergütung der Vorstandsmitglieder im Anhang des Konzernabschlusses individualisiert angegeben werden soll. Entsprechend soll gemäß Ziffer 5.4.5 Deutscher Corporate Governance Kodex die Vergütung der Aufsichtsratsmitglieder im Anhang des Konzernabschlusses individualisiert ausgewiesen werden.
E.ON wird die Vergütung der Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder im Anhang des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2003 nicht individualisiert angeben. E.ON ist der Auffassung, dass gute Gründe gegen eine individualisierte Angabe der Bezüge sprechen. Insbesondere führt eine individualisierte Angabe der Vorstandsbezüge zu der unerwünschten Tendenz einer Nivellierung von Vergütungsdivergenzen.

Düsseldorf, den 11. Dezember 2003

Für den Aufsichtsrat der E.ON AG
gez. Ulrich Hartmann

Für den Vorstand der E.ON AG
gez. Dr. Wulf H. Bernotat

Mehrjahresübersicht

207

in Mio €	Pro forma 1999 ¹⁾	Pro forma 2000	2001 ²⁾	2002	2003
Umsatz	69.745	88.858	36.886	36.624	46.364
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.048 ³⁾	6.498	3.146	-759	5.538
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.095 ⁴⁾	3.440	2.533	-720	3.950
Konzernüberschuss	2.839	3.678	2.570	2.777	4.647
EBITDA ⁵⁾	8.564	8.041	6.537	7.558	9.458
EBIT ⁵⁾	3.722	3.136	3.634	4.649	6.228
Betriebsergebnis ⁶⁾	2.748	2.445	3.102	3.817	4.565
ROCE (in %) ⁷⁾	8,9	10,1	9,6	9,2	9,9
Kapitalkosten (in %)	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Ergebnis je Aktie (in €)	3,90	5,07	3,81	4,26	7,11
aus fortgeführten Aktivitäten	-	4,74	3,76	-1,10	6,04
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-	0,33	0,09	5,07	1,74
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-	-0,04	0,29	-0,67
Dividende je Aktie (in €)	1,25	1,35	1,60	1,75	2,00
Vermögensstruktur					
Langfristig gebundenes Vermögen	60.169	65.592	64.663	86.286	86.938
Kurzfristig gebundenes Vermögen	34.459	40.623	36.996	27.217	24.912
davon liquide Mittel	9.529	8.501	12.144	8.385	10.795
Gesamtvermögen	94.628	106.215	101.659	113.503	111.850
Kapitalstruktur					
Eigenkapital	26.293	28.033	24.462	25.653	29.774
davon gezeichnetes Kapital	1.985	1.985	1.799	1.799	1.799
Anteile Konzernfremder	4.888	5.123	6.362	6.511	4.625
Langfristiges Fremdkapital	41.478	40.821	44.628	58.501	53.368
davon Rückstellungen	28.683	27.940	26.564	29.159	27.135
davon Finanzverbindlichkeiten	8.000	7.611	9.308	17.175	14.521
davon übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	4.795	5.270	8.756	12.167	11.712
Kurzfristiges Fremdkapital	21.969	32.238	26.207	22.838	24.083
davon Rückstellungen	8.371	8.315	6.237	5.588	7.071
davon Finanzverbindlichkeiten	3.929	11.743	7.011	7.675	7.266
davon übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	9.669	12.180	12.959	9.575	9.746
Gesamtkapital	94.628	106.215	101.659	113.503	111.850
Cashflow/Investitionen					
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	4.866	3.413	2.571	3.614	5.538
Investitionen	11.045	14.380	6.867	24.159	9.196
Mitarbeiter (31.12.)	203.733	166.183	86.773	101.336	66.549
Kennziffern					
Eigenkapitalquote (in %)	27,8	26,4	24,1	22,6	26,6
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	120,8	112,8	116,7	105,1	101,0
Eigenkapitalrendite nach Steuern (in %)	11,2	13,5	9,8 ⁸⁾	11,1	16,8
Netto-Finanzposition (Finanzvermögen abzüglich Finanzverbindlichkeiten) ⁹⁾	-205	-4.141	1.782	-12.460	-7.855
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten in % des Umsatzes	7,0	3,8	7,0	9,9	11,9

1) einschließlich MEMC und VAW aluminium

2) um Discontinued Operations und Goodwill-Abschreibungen angepasste Werte

3) Jahresüberschuss vor Ertragsteuern

4) Jahresüberschuss nach Ertragsteuern

5) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Betriebsergebnis siehe Seite 112-113

6) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Konzernüberschuss siehe Seite 36

7) Non-GAAP financial measure, Ableitung siehe Seite 55-57

8) Das zugrunde gelegte Eigenkapital wurde nicht um Goodwill-Abschreibungen bereinigt.

9) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe Seite 40

208 Wesentliche Beteiligungen des E.ON-Konzerns

Gesellschaft	Sitz	Kapital- anteil	Eigen- kapital ¹⁾	Ergebnis ¹⁾	Umsatz ¹⁾
I. Konsolidierte Tochterunternehmen		%	Mio €	Mio €	Mio €
Strom					
E.ON Energie AG	München	100,0	3.666,8	-533,8 ²⁾	30,0
Avacon AG	Helmstedt	72,9	904,8	125,8	2.513,2
Dél-dunántúli Áramszolgáltató Részvénytársaság	HU, Pécs	92,4	117,8	11,8	268,4
DKCE Debreceni Kőbányászati Ciklusú Erőmű Kft.	HU, Debrecen	100,0	13,1	3,2	38,2
E.DIS Aktiengesellschaft	Fürstenwalde	71,0	808,8	77,5	1.489,4
E.ON Bayern AG	Regensburg	98,9	853,6	90,6 ²⁾	2.571,9
E.ON Benelux Generation n.v.	NL, Voorburg	100,0	566,3	55,3	787,1
E.ON Czech Holding AG	München	100,0	552,9	21,4	0,0
E.ON Finland Oy	FI, Espoo	65,6	137,3	20,0	238,5
E.ON Hanse AG	Quickborn	73,8	456,3	-44,8	2.422,4
E.ON Hungária Energetikai Részvénytársaság	HU, Budapest	100,0	700,0	36,1	9,7
E.ON Kernkraft GmbH ³⁾	Hannover	100,0	243,1	186,9 ²⁾	1.420,5
E.ON Kraftwerke GmbH ³⁾	Hannover	100,0	806,2	104,0 ²⁾	1.836,9
E.ON Netz GmbH ³⁾	Bayreuth	100,0	566,8	93,9 ²⁾	2.707,3
E.ON Sales & Trading GmbH ³⁾	München	100,0	995,1	-41,4 ²⁾	8.018,8
E.ON Wasserkraft GmbH ³⁾	Landshut	100,0	370,9	96,0 ²⁾	288,5
E.ON Westfalen Weser AG ³⁾	Paderborn	62,9	482,5	217,5	949,7
EAM Energie AG	Kassel	73,3	451,0	46,4	971,4
Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt.	HU, Győr	97,6	220,6	24,7 ²⁾	472,5
Grønting Aktiebolag	SE, Sollefteå	79,0	586,9	15,7	79,2
Jihoceská energetika, a.s. (JCE)	CZ, České Budějovice	84,7	138,0	16,5	206,9
Jihomoravská energetika, a.s. (JME)	CZ, Brno	85,7	282,6	33,4	474,2
Sydkraft AB	SE, Malmö	55,2	2.762,6	262,1	636,3
Teag Thüringer Energie AG	Erfurt	72,7	569,4	62,3	753,2
Tiszántúli Áramszolgáltató Rt.	HU, Debrecen	92,4	133,5	11,3	291,0
Powergen UK plc ⁴⁾	GB, London	100,0	3.027,7	25,4	4.926,0
Corby Power Ltd ⁴⁾	GB, Corby	50,0	51,5	12,7	108,2
Cottam Development Centre Ltd ⁴⁾	GB, London	50,0	50,0	10,8	44,2
Distribuidora de Gas del Centro S.A. ⁴⁾	AR, Córdoba	58,7	95,3	-2,4	44,1
DR Corby Limited ⁴⁾	GB, London	100,0	76,6	4,0	0,0
E.ON UK Ltd ⁴⁾	GB, London	100,0	5.193,8	-2.735,4	0,0
East Midlands Electricity Distribution plc ⁴⁾	GB, London	100,0	429,2	127,2	459,7
Inversora de Gas del Centro S.A. ⁴⁾	AR, Córdoba	75,0	48,2	-2,5	0,0
Kentucky Utilities Company („KU“) ⁴⁾	US, Lexington	100,0	651,5	74,7	710,8
LG&E Capital Corp. ⁴⁾	US, Louisville	100,0	64,7	-68,1	0,0
LG&E Energy LLC ⁴⁾	US, Louisville	100,0	1.219,7	124,4	0,0
LG&E Energy Marketing Inc ⁴⁾	US, Louisville	100,0	-457,9	30,4	54,6
LG&E Power Inc ⁴⁾	US, Louisville	100,0	307,1	24,7	0,0
Louisville Gas and Electric Company („LG&E“) ⁴⁾	US, Louisville	100,0	666,7	71,2	821,2
Powergen Group Holdings Ltd. ⁴⁾	GB, London	100,0	3.949,2	-798,5	0,0
Powergen International Limited ⁴⁾	GB, London	100,0	964,1	-7,8	2,5
Powergen Ltd ⁴⁾	GB, London	100,0	4.275,4	-712,6	0,0
Powergen Renewables Holdings Ltd ⁴⁾	GB, London	100,0	24,1	-0,4	0,0
Powergen Retail Ltd ⁴⁾	GB, Coventry	100,0	161,7	95,8	2.760,0
Powergen US Holdings Ltd ⁴⁾	GB, London	100,0	-111,0	-126,4	0,0
TXU Europe (AHG) Ltd ⁴⁾	GB, London	100,0	41,2	9,9	1.143,4
TXU Europe (AHGD) Ltd ⁴⁾	GB, London	100,0	-51,3	-15,3	109,6
WKE Corp ⁴⁾	US, Louisville	100,0	-27,8	-20,4	-20,8

Gesellschaft	Sitz	Kapital- anteil	Eigen- kapital ¹⁾	Ergebnis ¹⁾	Umsatz ¹⁾
Gas		%	Mio €	Mio €	Mio €
Ruhrgas AG ⁶⁾	Essen	100,0	3.494,5	710,2 ²⁾	5.421,2
D-Gas B.V. ⁵⁾	NL, Voorburg	100,0	11,5	8,5	0,0
Ferngas Nordbayern GmbH ⁵⁾	Nürnberg	70,0	105,8	21,1	676,9
Ferngas Salzgitter GmbH ⁵⁾	Salzgitter	64,0	27,1	15,7	0,0
Mittelrheinische Erdgastransport Gesellschaft mbH ⁵⁾	Haan	100,0	25,9	10,5 ²⁾	29,8
Ruhrgas Industries GmbH ⁵⁾	Essen	100,0	241,1	21,7 ²⁾	0,0
Jihomoravská plynárenská, a.s. (JMP) ^{4), 5)}	CZ, Tábor	43,7	145,2	11,2	0,0
Ruhrgas UK Exploration and Production Limited ⁵⁾	GB, London	100,0	176,3	30,1	107,2
Thüga Aktiengesellschaft	München	96,6	2.398,0	337,6	365,5
Übrige					
Aviga GmbH	Duisburg	100,0	1.108,1	9,9	0,0
E.ON North America, Inc. ⁴⁾	US, New York	100,0	38,7	-16,1	0,0
Ruhrgas Holding GmbH	Düsseldorf	100,0	9.064,5	1.092,9 ²⁾	0,0
Deutschbau Holding GmbH	Düsseldorf	50,0	467,5	8,3	0,0
Frankfurter Siedlungsgesellschaft mbH	Frankfurt/Main	100,0	143,6	36,4	57,6
Viterra AG	Essen	100,0	666,7	1.401,6 ²⁾	435,6
WBRM-Holding GmbH	Essen	95,0	26,7	-18,6 ²⁾	0,0
II. Sonstige Beteiligungen					
Strom					
BKW FMB Energie AG ⁴⁾	CH, Bern	20,0	290,1	61,4	0,0
EWE Aktiengesellschaft ⁴⁾	Oldenburg	27,4	603,1	85,0	0,0
Západoslovenská energetika a.s. (ZSE) ⁴⁾	SK, Bratislava	49,0	155,0	-10,3	0,0
Gas					
AB Lietuvos Dujos	LT, Vilnius	35,7	126,2	19,8	135,9
badenova AG & Co. KG ⁴⁾	Freiburg	47,3	210,1	51,4	0,0
Déldunántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság (DDGÁZ) ⁴⁾	HU, Pécs	49,8	42,4	0,2	118,4
Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG) ⁵⁾	Erfurt	50,0	60,7	19,3 ²⁾	525,4
Etzel Gas-Lager Statoil Deutschland GmbH & Co. ⁵⁾	Friedeburg-Etzel	74,8	41,8	19,6	49,5
Gasum Oy ⁵⁾	FI, Espoo	20,0	348,0	35,0	653,0
Gas-Union GmbH ⁵⁾	Frankfurt/Main	25,9	71,5	12,0	923,9
HEAG Südheissische Energie AG (HSE) ⁵⁾	Darmstadt	40,0	412,4	41,6	552,6
Latvijas Gaze ⁵⁾	LV, Riga	47,2	146,3	18,3	178,3
MEGAL GmbH Mittel-Europäische Gasleitungsgesellschaft ⁵⁾	Essen	50,0	125,5	8,6	45,4
MVV Energie AG ⁴⁾	Mannheim	15,1	405,4	55,4	1.060,8
NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale & Co. KG ⁵⁾	Emstek	41,7	156,8	49,5	104,6
Nova Naturgas AB ⁵⁾	SE, Stockholm	29,6	71,1	14,8	187,1
OAQ Gazprom ⁴⁾	RU, Moskau	6,4	48.008,8	2.431,3	16.037,8
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (TENP) ⁴⁾	Essen	51,0	18,8	11,1	0,0
Interconnector (UK) Limited ⁴⁾	GB, London	10,0	19,9	-0,6	0,0
Jihomoravská plynárenská, a.s. (JMP) ⁴⁾	CZ, Tábor	43,7	145,2	11,2	0,0
Slovensky Plynarensky Priemysel a.s. (SPP)	SK, Bratislava	24,5	1.843,5	433,3	1.794,5
Saar Ferngas AG ⁵⁾	Saarbrücken	20,0	130,1	41,2 ²⁾	938,1
Übrige					
Degussa. AG	Düsseldorf	46,5	3.917,0	254,9	3.484,0
RAG Aktiengesellschaft ⁴⁾	Essen	39,2	486,9	0,0	4.241,1

1) Die Werte entsprechen den nach den landesspezifischen Vorschriften aufgestellten Abschlüssen und zeigen nicht den Beitrag der Gesellschaften zum Konzernabschluss.

Die Umrechnung der Auslandswerte erfolgt für das Eigenkapital mit den Mittelkursen am Bilanzstichtag sowie für das Ergebnis und den Umsatz mit den Jahresdurchschnittskursen.

2) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis vor Gewinnabführung)

3) Für die Gesellschaft wird § 264 Abs. 3 HGB in Anspruch genommen.

4) Überwiegend Vorjahreswerte, soweit keine Gewinnabführung

5) Werte nach US-GAAP

6) Rumpfgeschäftsjahr 1. 7.-31.12.2003

210 Finanz-Glossar

ADR (American Depositary Receipts)

ADRs sind meistens an der Börse in New York handelbare Aktienzertifikate über nicht amerikanische Aktien, die von US-amerikanischen Banken meist im Verhältnis 1:1 ausgestellt werden. Sie erleichtern nicht amerikanischen Unternehmen den Zugang zu US-Investoren.

At-equity-Bilanzierung

Verfahren zur Berücksichtigung von Beteiligungsgesellschaften, die nicht auf Basis einer Vollkonsolidierung mit allen Aktiva und Passiva in den Konzernabschluss einbezogen werden. Hierbei wird der Beteiligungsbuchwert um die Entwicklung des anteiligen Eigenkapitals der Beteiligung fortgeschrieben. Diese Veränderung geht in die Gewinn- und Verlustrechnung der Eigentümergesellschaft ein.

Beta-Faktor

Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum Gesamtmarkt (Beta größer eins = höheres Risiko, Beta kleiner eins = niedrigeres Risiko).

Betriebsergebnis

Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Das Betriebsergebnis ist ein bereinigtes Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen bzw. seltenen Charakter haben (vgl. Neutrales Ergebnis).

Commercial Papers (CPs)

Kurzfristige Schuldverschreibungen von Industrieunternehmen und Kreditinstituten. CPs werden im Regelfall auf abganzinster Basis emittiert. Die Rückzahlung erfolgt dann zum Nennbetrag. Die Laufzeiten betragen in der Regel zwischen 2 und 364 Tagen.

Discontinued Operations

Nicht fortgeführte Aktivitäten – abgrenzbare Geschäftseinheit, die zum Verkauf bestimmt ist oder bereits veräußert wurde. Sie unterliegen besonderen Ausweisregeln.

EBITDA

Earnings before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization – entspricht dem Betriebsergebnis vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen und Goodwill-Amortisation.

EBITDA ÷ Netto-Finanzposition

Maß für die Schuldendienstfähigkeit eines Unternehmens – Teil der Netto-Finanzverbindlichkeiten, der aus dem EBITDA zurückgezahlt werden könnte.

EBITDA ÷ Netto-Zinsaufwand

Maß für die Schuldendienstfähigkeit eines Unternehmens – beschreibt, wie oft der Netto-Zinsaufwand aus dem EBITDA gezahlt werden könnte.

EBIT

Earnings before Interest and Taxes – entspricht dem Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern.

Fair Value

Wert, zu dem Vermögensgegenstände, Schulden und derivative Finanzinstrumente zwischen sachverständigen, vertragswilligen und voneinander unabhängigen Geschäftspartnern gehandelt würden.

Finanzderivate

Vertragliche Vereinbarung, die sich auf einen Basiswert (z. B. Referenzzinssätze, Wertpapierpreise, Rohstoffpreise etc.) und einen Nominalbetrag (z. B. Fremdwährungsbetrag, bestimmte Anzahl von Aktien etc.) bezieht. Bei Vertragsabschluss ist keine bzw. nur eine geringe Zahlung erforderlich.

Impairment-Test

Werthaltigkeitsprüfung, bei der der Buchwert eines Vermögensgegenstands mit seinem Fair Value verglichen wird. Für den Fall, dass der Fair Value den Buchwert unterschreitet, ist eine außerplanmäßige Abschreibung (Impairment) auf den Vermögensgegenstand vorzunehmen. Durch die erstmalige Anwendung neuer US-Standards von besonderer Bedeutung für Firmenwerte (Goodwill), die seit dem 1. Januar 2002 mindestens einmal jährlich einem solchen Impairment-Test zu unterziehen sind.

Kapitalflussrechnung

Cashflow Statement – dient zur Ermittlung und Darstellung des Zahlungsmittelflusses, den ein Unternehmen in einem Geschäftsjahr aus laufender Geschäftstätigkeit, Investitionstätigkeit und Finanzierungstätigkeit erwirtschaftet oder verbraucht hat.

Kapitalkosten

Kapitalkosten für das eingesetzte Kapital werden als gewichteter Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten ermittelt (Weighted Average Cost of Capital – WACC). Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in Aktien erwarten. Die Fremdkapitalkosten orientieren sich an den Marktkonditionen für Kredite und Anleihen. In den Fremdkapitalkosten wird berücksichtigt, dass Fremdkapitalzinsen steuerlich abzugsfähig sind (Tax Shield).

Medium Term Note-Programm

Stellt den vertraglichen Rahmen und die Musterdokumentation für die Begebung von Anleihen im In- und Ausland dar. Es kann als flexibles Instrument zur Finanzierung eingesetzt werden. Die Laufzeiten für die einzelnen Wertpapieremissionen können zwischen 2 und 30 Jahren variieren.

Netto-Finanzposition + Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

Maß für die Schuldendienstfähigkeit eines Unternehmens – Anzahl der Jahre, die es dauern würde, um die Netto-Finanzverschuldung aus dem operativen Cashflow vollständig zurückzuzahlen.

Neutrales Ergebnis

Das Neutrale Ergebnis enthält Geschäftsvorfälle, die einmaligen bzw. seltenen Charakter haben. Hierzu zählen vor allem Buchgewinne und -verluste aus größeren Desinvestitionen sowie Restrukturierungsaufwendungen (vgl. Betriebsergebnis).

Non-GAAP financial measures

Kennzahlen, die nicht auf Basis eines US-GAAP-Rechnungslegungsstandards ermittelt werden. Diese Kennzahlen werden als nicht nach US-GAAP ermittelte Maß- und Verhältniszahlen (Non-GAAP financial measures) gemäß dem amerikanischen Federal Securities Law bezeichnet.

Option

Recht, den zugrunde liegenden Optionsgegenstand (beispielsweise Wertpapiere oder Devisen) zu einem vorweg fest vereinbarten Preis (Basispreis) zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise in einem bestimmten Zeitraum vom Kontrahenten (Stillhalter) zu kaufen (Kaufoption/Call) oder an ihn zu verkaufen (Verkaufsoption/Put).

Purchase Price Allocation

Kaufpreisverteilung – Aufteilung des Kaufpreises nach einer Unternehmensakquisition auf die einzelnen Vermögensgegenstände und Schulden.

Rating

Klassifikation kurz- und langfristiger Schuldtitel entsprechend der Sicherheit der zukünftigen Zins- und Tilgungszahlungen in Bonitätsklassen oder Ratingkategorien. Die Hauptfunktion eines Ratings ist, Transparenz und somit Vergleichbarkeit für Investoren und Gläubiger hinsichtlich des Risikos einer Finanzanlage zu schaffen.

ROCE

Return on Capital Employed – zentrales Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle unserer Geschäftsfelder. Der ROCE wird als Quotient aus dem Betriebsergebnis vor Zinsen und Steuern (vgl. EBIT) und dem investierten Kapital (Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Vermögen wider.

Stückaktien

Aktien ohne Nennwert, die lediglich einen bestimmten Anteil am Grundkapital einer Gesellschaft verkörpern.

Syndizierte Kreditlinie

Von einer Mehrzahl Banken gesondert zugesagte Kreditlinie mit einer Laufzeit von eins bis zu sieben Jahren, die dem Unternehmen die Ziehung in unterschiedlichen Beträgen, Laufzeiten und Währungen erlaubt.

Tax Shield

Berücksichtigt den Entlastungseffekt von Fremdkapitalzinsen auf die Steuerschuld bei der Ermittlung von Kapitalkosten (vgl. Kapitalkosten).

US-GAAP

US-Generally Accepted Accounting Principles – US-amerikanische Rechnungslegungsregeln, bei denen der Grundsatz der periodengerechten Erfolgsermittlung (Fair Presentation) im Vordergrund steht.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste

Die versicherungsmathematische Berechnung der Pensionsrückstellungen beruht im Wesentlichen auf zu prognostizierenden Parametern (wie z. B. der Lohn- und Rentenentwicklungen). Wenn diese Annahmen – aufgrund der tatsächlichen Entwicklungen – geändert werden, resultieren daraus versicherungsmathematische Gewinne oder Verluste.

Wir senden Ihnen gerne
weitere Informationen:

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

T 02 11-45 79-3 67
F 02 11-45 79-5 32
info@eon.com
www.eon.com

Informationen über die Ertragslage: Dieser Geschäftsbericht enthält bestimmte zukunftsbezogene Aussagen, die Risiken und Ungewissheiten unterliegen. Für Informationen über wirtschaftliche, währungsbezogene, regulatorische, technische, wettbewerbsbezogene und einige andere wichtige Faktoren, die dazu führen könnten, dass die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von denjenigen abweichen, von denen in den zukunftsbezogenen Aussagen ausgegangen wird, verweisen wir auf die von der E.ON bei der Securities and Exchange Commission in Washington D.C. eingereichten regelmäßig aktualisierten Unterlagen, insbesondere auf die Aussagen in den Abschnitten „Item 3 – Key Information – Risk Factors“, „Item 5 – Operating and Financial Review and Prospects“ und „Item 11 – Quantitative and Qualitative Disclosures about Market Risk“ des Annual Report on Form 20-F für das Geschäftsjahr 2002 bzw. 2003 der E.ON. Der Annual Report on Form 20-F für das Geschäftsjahr 2003 wird voraussichtlich Ende März 2004 vorliegen.

Finanzkalender

- 28. April 2004 Hauptversammlung 2004
- 29. April 2004 Dividendenzahlung
- 13. Mai 2004 Zwischenbericht Januar – März 2004
- 12. August 2004 Zwischenbericht Januar – Juni 2004
- 11. November 2004 Zwischenbericht Januar – September 2004
- 10. März 2005 Bilanzpressekonferenz und Veröffentlichung des Geschäftsberichtes 2004
- 10. März 2005 Analystenkonferenz
- 27. April 2005 Hauptversammlung 2005

Design: Lesmo
Fotos: Markus Altmann
Michael Dannenmann, Seite 4 und 8
Albrecht Fuchs, Seite 10
Christian Schlüter, Seite 14
Produktion: Jung Produktion, Düsseldorf
Satz und Lithographie: Lettern Partners, Düsseldorf
Druck: Druckpartner, Essen